

СПРАВОЧНИК ПО ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

*Под редакцией д-ра геол.-минер. наук,
проф. Н. А. ЕРЕМЕНКО*

ВНИИГАЗ
Научно-техническая
библиотека



МОСКВА «НЕДРА» 1984

Справочник по геологии нефти и газа. Под ред. Н. А. Еременко. М.: Недра, 1984. 480 с.

Содержит обширный материал по различным вопросам геологии нефти и газа. Изложены сведения о распространении нефти, газа и битумов в земной коре; приводятся сведения о свойствах нефти, газа, конденсата и рассеянных битумов, а также о физических и термодинамических свойствах различных углеводородных систем в пластовых условиях. Рассмотрены вопросы геохимии нефти, газов, конденсатов, причины изменения их свойств, представления о процессах формирования и разрушения скопленных углеводородов.

Для геологов, геохимиков и геофизиков производственных и научно-исследовательских организаций.

Табл. 141, ил. 147, список лит.— 76 назв.

АВТОРЫ:

И. И. Аммосов, Е. А. Барс, Т. А. Ботнева, С. Б. Вагин, Б. А. Варов, Н. Б. Вассоевич, Ю. П. Гаттенбергер, Н. А. Еременко, Т. П. Жузе, А. А. Карцев, В. А. Клубов, С. В. Клубов, Т. Т. Клубова, А. Э. Конторович, Л. И. Лебедев, И. В. Машков, И. М. Михайлов, В. Б. Оленин, Р. Г. Панкина, Л. А. Разживина, Т. П. Сафронова, С. И. Сергиенко, В. С. Солодков, А. В. Сушилин, М. В. Фейгин, Б. М. Яковлев.

РЕЦЕНЗЕНТЫ:

д-р геол.-минер. наук Э. А. Бакиров (МИНХиГП), д-р геол.-минер. наук И. В. Еремин (ИГИ), д-р геол.-минер. наук М. К. Калинин (ВНИГНИ), д-р геол.-минер. наук Ф. А. Макаренко (ГИН АН СССР), канд. хим. наук А. А. Михновская (ИГиРГИ), д-р техн. наук В. М. Рыжик (ИГиРГИ), д-р геол.-минер. наук Б. А. Соколов (МГУ), канд. геол.-минер. наук В. В. Стасенков (Миннефтепром), д-р геол.-минер. наук В. А. Чахмахчев (ИГиРГИ), канд. геол.-минер. наук В. П. Шугрин (МИНХиГП)

ГЛАВА I

РАСПРОСТРАНЕНИЕ НЕФТИ, ГАЗА И БИТУМОВ В ЗЕМНОЙ КОРЕ

§ 1. Развитие добычи нефти и газа в мире¹

Мировое промышленное развитие на современном этапе характеризуется ускоренным ростом энергопотребления. Суммарное производство угля, нефти и природного газа в мире превысило в 1980 г. уровень 1950 г. более чем в 8 раз (с пересчетом в тонны условного топлива). При этом доля высокоэффективных источников энергии, каковыми являются нефть и природный газ, в структуре мирового энергобаланса постоянно возрастала, достигнув в 1980 г. по нефти 47 % (в 1950 г. 23,8 %) и природному газу 19 % (в 1950 г. 9 %). В то же время доля каменного угля сократилась с 54,1 % в 1950 г. до 26 % в 1980 г. Однако начиная с 1980 г. в мировом потреблении и добыче нефти произошли существенные изменения, вызванные уменьшением спроса на нефть. В результате впервые за послевоенную историю развития нефтяной промышленности уровень мировой добычи нефти начал снижаться (за исключением 1975 г.).

Основные причины создавшегося положения заключаются в следующем: существенное сокращение промышленного производства в капиталистических странах, принятие довольно строгих мер по экономии горючего, потребление в значительно большем объеме угля и других источников энергии вместо мазута, использование на первом этапе ранее созданных товарных запасов сырой нефти. Насколько затяжной характер будет иметь создавшаяся ситуация, сказать в настоящее время трудно, но в 1983 г., несмотря на снижение цен на нефть и ограничение добычи нефти в ряде стран-экспортеров, ее избыток на мировом рынке все еще имеется.

В свете изложенного следует рассматривать два этапа в динамике мировой добычи нефти за послевоенный период: до 1980 г. — рост добычных мощностей в странах мира и с 1980 г. — искусственное ограничение добычи нефти по экономическим и политическим мотивам в странах-экспортерах.

Мировая добыча нефти достигла в 1979 г. 3134,8 млн. т, но в дальнейшем начала снижаться, составив в 1980 г. 3000,6 млн. т и в 1981 г. 2818,9 млн. т. Годовой прирост добычи нефти в 1979 г. в размере 123,6 млн. т в основном был получен за счет шести стран (млн. т): Саудовской Аравии (59,2), Ирака (45,7), Великобритании (23,6), Нигерии (19,7), СССР (14,1) и Мексики (12,6).

¹ При пересчете добычи нефти из баррелей в тонны был принят коэффициент 0,1367, добычи газа из кубических футов в кубические метры — 0,028317. В данные о добыче нефти в СССР и других социалистических странах включен газовый конденсат.

Таблица 1.1

Динамика мировой добычи нефти, млн. т

Годы	Всего по миру	В том числе			
		СССР ¹	США ²	Ближний и Средний Восток ²	Африка ²
1960	1 056,2	147,9	348,0	265,4	13,8
1965	1 505,1	242,9	389,4	417,1	109,2
1970	2 278,3	353,0	480,8	696,3	309,4
1961—1970	16 327,2	2568,5	4121,2	4 706,6	1400,9
1975	2 631,3	490,8	417,9	978,2	248,6
1980	3 000,6	603,2	432,0	924,5	301,2
1971—1980	28 108,3	4982,0	4369,3	10 109,1	3031,9
1981	2 818,9	609,0	430,2	790,7	238,3

¹ ЦСУ СССР, Народное хозяйство СССР в 1970 г. М., Статистика, 1971. То же, 1976, 1981 (данные соответственно за 1975 и 1980 гг.).

² World Oil, 15 Aug, соответствующего года.

Добыча нефти в мире за период 1961—1979 гг. увеличилась на 2078,6 млн. т, или почти в 3 раза, при среднем ежегодном приросте 109 млн. т (табл. 1.1). Значительный рост мировой добычи нефти был достигнут прежде всего в результате бурного развития нефтяной промышленности в СССР, в странах Ближнего и Среднего Востока (Саудовской Аравии, Иране, Ираке и др.) и Африканского континента (Ливии, Алжира, Нигерии и др.), а также в США (табл. 1.2).

Важное значение имеет изменение географического размещения центров мировой нефтедобычи. Наряду с СССР и США высокого уровня добыча нефти достигла в странах Ближнего и Среднего Востока и Африканского континента. К наиболее крупным нефтедобывающим странам мира относятся СССР, Саудовская Аравия и США. В 1982 г. мировая добыча нефти составила 2701,7 млн. т.

В общемировом производстве нефти, составившем за 20-летний период (1961—1980 гг.) 44435,5 млн. т, на долю ведущих стран приходилось, млн. т (%): США 8490,5 (19,1), СССР 7550,5 (17,0) и Саудовская Аравия 5021,6 (11,3).

Мировая добыча газа достигла в 1981 г. 1637,2 млрд. м³. За 20-летний период (1961—1980 гг.) она увеличилась на 1181,4 млрд. м³, или в 3,5 раза (по сравнению с 1960 г.), при среднем ежегодном приросте 59 млрд. м³. К числу наиболее крупных газодобывающих стран относятся (в скобках — добыча газа за 1981 г., млрд. м³): США (554,9) и СССР (464,1). В 1982 г. мировая добыча газа составила 1582,7 млрд. м³.

В общемировом производстве газа, составившем за 20-летний период (1961—1980 гг.) 21226,7 млрд. м³, на долю ведущих стран приходилось, млрд. м³ (%): США 10785,1 (50,8) и СССР 4453,2 (21,0).

Советский Союз является ведущей нефтедобывающей страной мира, в 1981 г. было добыто 609,0 млн. т нефти (включая газовый конденсат).

В период после 1960 г. нефтяная промышленность СССР развивалась высокими темпами. Были созданы новые центры нефтедобычи в Запад-

Добыча нефти и газа по регионам и странам мира (за 1981 г.)

Регионы, страны	Нефть ¹		Газ (товарный) ²	
	млн. т	удельный вес в мировой добыче, %	млрд. м ³	удельный вес в мировой добыче, %
Всего по миру	2818,9	100,0	1637,2	100,0
Капиталистические и развивающиеся страны	2085,2	74,0	1093,2	66,8
Северная Америка	494,4	17,5	629,2	38,4
Канада	64,2	2,3	74,3	4,5
США	430,2	15,3	554,9	33,9
Латинская Америка	296,3	10,5	91,4	5,6
В том числе:				
Венесуэла	105,4	3,7	17,0	1,0
Мексика	115,6	4,1	42,1	2,6
Западная Европа	126,6	4,5	195,6	11,9
В том числе:				
Великобритания	89,0	3,1	40,4	2,5
Нидерланды	1,2	0,04	86,5	5,3
Норвегия	24,0	0,8	26,1	1,6
Африка	238,3	8,5	55,1	3,4
В том числе:				
Алжир	48,2	1,7	32,5	2,0
Ливия	58,7	2,1	19,1	1,2
Нигерия	70,7	2,5	1,9	0,1
Ближний и Средний Восток	790,7	28,1	43,7	2,7
В том числе:				
Ирак	50,0	1,8	2,0	0,1
Иран	69,0	2,4	1,5	0,1
Катар	20,5	0,7	5,8	0,3
Кувейт	47,0	1,7	9,6	0,6
ОАЭ	74,9	2,6	6,8	0,4
Саудовская Аравия	481,2	17,1	12,3	0,7
Южная, Юго-Восточная Азия	118,3	4,2	66,0	4,0
В том числе:				
Индия	15,0	0,5	1,3	0,1
Индонезия	80,2	2,8	30,4	1,8
Малайзия	12,9	0,4	1,3	0,1
Австралия и Океания	20,5	0,7	12,3	0,8
Австралия	19,7	0,7	10,7	0,6
Социалистические страны	733,7	26,0	544,0	33,2
В том числе:				
СССР ³	609,0	21,6	464,1	28,3
КНР	101,1	3,6	13,0	0,8

¹ World Oil, 15 Aug. 1982.² Oil and gas J, 1982, vol. 80, № 10.³ ЦСУ СССР, Народное хозяйство СССР в 1981 г. М., Статистика, 1982.

Таблица 1.3

**Прирост и объем добычи нефти (с газовым конденсатом) и газа
в СССР по пятилеткам**

Годы	Нефть, млн. т		Газ (включая попутный нефтяной газ), млрд. м ³	
	Добыча	Прирост	Добыча	Прирост
1961—1965 ^{1*}	1024,9	95,0	459,6	82,4
1966—1970 ^{1*}	1543,7	110,1	848,6	70,3
1971—1975 ^{2*}	2156,3	137,8	1219,9	91,3
1976—1980 ^{3*}	2825,6	112,2	1881,0	145,7
1981—1985 ^{4*}		27,0		195,0

^{1*} ЦСУ СССР, Народное хозяйство СССР в 1970 г. М., Статистика, 1971.

^{2*} ЦСУ СССР, Народное хозяйство СССР в 1975 г. М., Статистика, 1976.

^{3*} ЦСУ, Народное хозяйство СССР в 1980 г. М., Финансы и статистика, 1981.

^{4*} Байбаков Н. К. О государственном плане экономического и социального развития СССР на 1981—1985 годы, государственном плане экономического и социального развития СССР на 1982 год и ходе выполнения плана в 1981 году. М., Политиздат, 1981.

ной Сибири, на севере европейской части страны, в Западном Казахстане, Белоруссии, Грузии и Удмуртии. За 20-летний период (1961—1980 гг.) добыча нефти увеличилась в 4,1 раза, а ее прирост составил 455,3 млн. т. Увеличение добычи нефти в СССР было достигнуто в основном за счет Западной Сибири, где в 1982 г. было добыто 352,9 млн. т, и в меньшей мере за счет других новых нефтяных районов.

Основными факторами, обеспечившими высокие темпы развития нефтяной промышленности, являются ввод в разработку ряда высокопродуктивных месторождений, а также широкое внедрение совершенных методов разработки с поддержанием пластового давления путем законтурного и внутриконтурного заводнения.

В 1985 г. намечено добыть 630 млн. т нефти (включая газовый конденсат) ¹. Ведущее положение в обеспечении развития нефтяной промышленности страны занимает Западная Сибирь, где на базе уже открытых месторождений в 1985 г. будет добываться 395 млн. т нефти ².

В то же время в некоторых нефтедобывающих районах с длительными сроками разработки объемы добычи нефти в последние годы стабилизировались или начали сокращаться. Падение добычи в связи с достижением максимальных отборов нефти на все большее число месторождений приводит к некоторому снижению темпов прироста добычи, однако общий объем добываемой в стране нефти будет нарастать (табл. 1.3).

¹ Байбаков Н. К. О государственном плане экономического и социального развития СССР на 1981—1985 годы, государственном плане экономического и социального развития СССР на 1982 год и ходе выполнения плана в 1981 году. М., Политиздат, 1981.

² «Правда», 30 декабря, 1981 г.

В мировом производстве газа СССР занимает второе место (28,3 %) после США. В 1981 г. в СССР было добыто 464,1 млрд. м³ газа. За 20-летний период (1961—1980 гг.) добыча газа в стране увеличилась в 9,6 раза. Ее прирост составил 389,9 млрд. м³, или 33,0 % от общемирового прироста добычи.

Ведущие центры газодобычи расположены в северных районах Западной Сибири, в Тимано-Печорском регионе, Оренбургской области, Восточной Украине, Западном Узбекистане и Восточной Туркмении. Сырьевая база газовой промышленности обеспечивает высокие темпы дальнейшего роста добычи газа в стране, и они в большей степени зависят от сроков завершения строительства систем магистральных газопроводов из газодобывающего центра — Западной Сибири в европейскую часть СССР и в страны Восточной и Западной Европы.

В 1985 г. в нашей стране намечено добыть 630 млрд. м³ газа¹. Ведущая роль в развитии газовой промышленности страны отводится Западной Сибири, где на базе уже разведанных месторождений в 1985 г. будет добываться 357 млрд. м³ газа².

США являются крупнейшей нефтегазодобывающей страной Северо-Американского континента. Добыча нефти в США достигла своего максимального уровня 480,8 млн. т в 1970 г. и с тех пор неравномерно снижалась. В 1981 г. было добыто 430,2 млн. т нефти. Вместе с тем следует учитывать, что в США в крупных размерах осуществляется добыча газоконденсатных жидкостей (около 50 млн. т в 1981 г.).

Удельный вес США в мировой добыче нефти снизился с 32,9 % в 1960 г. до 15,3 % к 1982 г. На ежегодные изменения объема добычи нефти в США во многом влияют конъюнктура рынка и политика нефтяных монополий. Покрытие потребностей США в нефти во многом (на 50 %) осуществляется за счет импорта из стран Ближнего Востока, Африки, Венесуэлы, Канады, Мексики и др. Месторождения старых нефтедобывающих районов США характеризуются высокой степенью истощения, и добыча нефти в них постепенно снижается.

Увеличение добычи нефти возможно за счет уникального месторождения арктического склона Аляски Прадхо-Бей, других месторождений этого региона, открытия новых скоплений в малоизученных районах, а также в связи с применением более совершенной технологии разработки и техники добычи.

В 1981 г. в США было добыто 554,9 млрд. м³ газа (33,9 % от мировой добычи), а максимальный уровень добычи отмечался в 1973 г. — 642,1 млрд. м³. Перспективы развития добычи газа зависят от открытия новых месторождений, а также от совершенствования технологии добычи газа из низкопроницаемых коллекторов.

В Канаде добыча нефти и газа еще не имеет столь длительной истории, как в США, в 1981 г. было добыто 64,2 млн. т. Возможности роста

¹ Байбаков Н. К. О государственном плане экономического и социального развития СССР на 1981—1985 годы, государственном плане экономического и социального развития СССР на 1982 год и ходе выполнения плана в 1981 году. М., Политиздат, 1981.

² «Правда», 30 декабря, 1981 г.

добычи как на известных месторождениях, так и за счет новых открытых (шельф восточного побережья и др.) остаются высокими.

В странах *Латинской Америки* в наиболее крупных размерах добыча нефти до недавнего времени осуществлялась в Венесуэле, одной из старейших нефтедобывающих стран (добыча нефти ведется с 1878 г.). До 1970 г. добыча нефти в Венесуэле непрерывно нарастала, достигнув 185 млн. т, а в дальнейшем находилась на более низком уровне.

Наиболее значительными возможностями в настоящее время располагает Мексика, где увеличение добычи связывается с новыми месторождениями, открытыми в южной части страны (на суше и в заливе Кампече), а в перспективе — с крупной, но сложной для разработки зоной нефтенакопления Чиконтепек и некоторыми другими. Следует также учитывать большие перспективы разработки залежей тяжелой нефти в Венесуэле (пояс Ориноко), где предполагается с помощью прогрессивных методов добычи извлечь 30 млрд. м³ нефти (плотность ее от 0,934 до 1,014 г/см³). Промышленная добыча нефти здесь началась в 1979 г.

В странах *Ближнего и Среднего Востока* благодаря наличию крупных запасов нефти, уникальных по размерам месторождений и их высокой продуктивности исключительно быстрыми темпами развивалась добыча нефти. С 1973 г. и до начала ограничения в 1980 г. добыча поддерживалась на уровне, превышающем 1 млрд. т в год. В 1979 г. было добыто 1072,3 млн. т, что более чем в 4 раза превышает уровень 1960 г. Из общего прироста добычи нефти в 2078,6 млн. т, полученного в мире за 1961—1979 гг., на эти страны приходится 806,9 млн. т, или 38,8%. В 1980 г. началось ограничение добычи и она составила 924,5, а в 1981 г. упала до 790,7 млн. т нефти (см. табл. 1.2).

Наиболее крупной нефтедобывающей страной рассматриваемого региона является Саудовская Аравия, на территории которой выявлены гигантские месторождения нефти, подготовлены богатейшие запасы и добыто в 1981 г. 481,2 млн. т нефти.¹ Здесь имеются крупные ресурсы добычи, поскольку из более чем 50 месторождений в разработку вовлечено только 15. Значительными возможностями располагают также Кувейт, Иран и Ирак, однако развитие добычи нефти длительное время здесь сдерживается по политическим и экономическим причинам.

Добыча газа на Ближнем и Среднем Востоке еще не получила существенного развития. Наибольшими возможностями роста добычи располагает Иран, где сосредоточено 50,6% доказанных запасов региона. Интенсивный рост добычи газа может также осуществляться на базе многих месторождений, в том числе месторождения Норт-Уэст-Доум, открытого в 1976 г. в прибрежных водах Катара. Темпы роста добычи газа в будущем будут зависеть от интенсивности использования существующих и строительства новых газопроводов, а также от сооружения заводов по сжижению газа и экспорта этой продукции в другие страны.

В *Африке* в 1979 г. (до начала ограничений) было добыто 332,9 млн. т нефти, а в 1981 г. — только 238,3 млн. т, что составляет 8,4% в общем объеме мировой добычи (см. табл. 1.2).

¹ Добыча нефти в 1982 г. была ограничена до 315,7 млн. т.

Главными странами-производителями нефти являются Нигерия, Ливия и Алжир (см. табл. 1.2). Сравнительно небольшие объемы потребляемого на Африканском континенте газа сдерживают рост его добычи, которая целиком зависит от экспортных возможностей. В 1981 г. было добыто 55,1 млрд. м³, в том числе в Алжире 32,5 млрд. м³.

В Западной Европе добыча нефти в последние годы развивалась высокими темпами и достигла в 1981 г. 126,6 млн. т (см. табл. 1.2), что было обусловлено открытием и быстрым освоением ряда крупных месторождений в Северном море.

Ведущими нефтедобывающими странами являются Великобритания (89,0 млн. т) и Норвегия (24,0 млн. т). Добыча газа в Западной Европе также интенсивно нарастала и составила в 1981 г. 195,6 млрд. м³. Основными газодобывающими странами являются Нидерланды (86,5 млрд. м³), где велика роль уникального по размерам месторождения Слохтерен на континенте, и Великобритания (40,4 млрд. м³), где разрабатываются морские месторождения.

Следует отметить, что в 1980 г. в норвежском секторе Северного моря открыто газовое месторождение Тролль, которое, по предварительным данным, является гигантским по запасам. Указанные объемы добычи не обеспечивают потребности большинства стран Западной Европы в нефти и газе, и они в больших количествах импортируются из других регионов мира.

В Южной, Юго-Восточной Азии общий объем добываемой нефти 118,3 млн. т (см. табл. 1.2). Наибольшее количество нефти добывается в Индонезии (80,2 млн. т). Нефтедобывающими странами являются также Индия, Малайзия, Бруней и др. Один из крупнейших импортеров нефти — Япония.

Отличительной чертой современного развития мировой нефтяной промышленности является все возрастающая роль морских акваторий в нефтедобыче, на долю которых в 1981 г. приходилось 683,2 млн. т нефти, что составляет 24,2 % общемировой продукции.

Крупнейшими морскими нефтедобывающими районами Атлантического океана в настоящее время считаются Мексиканский залив, где открыто наибольшее число месторождений, и Северное море, где добывается более 90 % производимой Западной Европой нефти. Широко известно уникальное по размерам нефтяное месторождение Лагунильяс (входящее в зону Боливар), находящееся в пределах оз. Маракайбо (Венесуэла). Этот район, а также ряд других месторождений акватории Карибского моря являются перспективными областями для развития нефтедобычи.

Важную роль в росте добычи нефти в мире стали играть месторождения Гвинейского залива (в Нигерии, Габоне) в восточной Атлантике. Крупные месторождения нефти недавно были открыты в Западной Атлантике на шельфе Бразилии и к северу от о-ва Ньюфаундленд (шельф Канады).

В Тихом океане (восточная часть) в относительно небольших масштабах осуществляется добыча нефти в прибрежном районе Калифорнии и в заливе Кука. В западной части Тихого океана наиболее значитель-

ные месторождения нефти открыты в Яванском, Южно-Китайском и других морях, омывающих острова Индонезийского архипелага, а также в Бассовом проливе вблизи Австралии.

С *Индийским океаном* связан крупнейший центр мировой добычи нефти и разведанных запасов — нефтегазоносный район Персидского залива, где уникальными размерами выделяется месторождение Сафания. Подготовленные здесь нефтяные ресурсы обеспечивают возможность быстрого роста добычи. Ряд месторождений выявлен в Камбейском (Индия) и Суэцком (АРЕ) заливах.

Крупные перспективы связываются с зарубежной частью акватории *Северного Ледовитого океана*, которые определяются наличием в пределах омываемых им территорий крупных скоплений нефти и газа, большой площадью шельфа и благоприятной для нефтегазообразования историей геологического развития.

Все эти данные свидетельствуют о том, что одной из характерных черт дальнейшего развития мировой нефтедобычи будет являться все большее использование нефтяных ресурсов, заключенных в осадочной толще, покрытой водной оболочкой земного шара.

§ 2. Нефтяные и газовые ресурсы мира¹

Мировые разведанные (доказанные) запасы (без социалистических стран) оцениваются на 1.1.1982 г. по нефти в 75,2 млрд. т и по газу в 50,2 трлн. м³ (табл. 1.4).

Основная часть мировых доказанных запасов нефти (47,5 млрд. т, или 63,2 %) сосредоточена на Ближнем и Среднем Востоке: особенно велики запасы Саудовской Аравии, Кувейта, Ирана и Ирака. В остальных регионах мира запасы существенно меньше, млрд. т (%): на Африканском континенте 7,4 (9,8), в Латинской Америке 10,3 (10,6), Северной Америке 4,8 (6,4), регионе Южной, Юго-Восточной Азии и Дальнего Востока 2,4 (3,2).

Наиболее крупными доказанными запасами газа располагает Ближний и Средний Восток (20,7 трлн. м³, или 41,2 %), где основная их часть сосредоточена в Иране (10,5 трлн. м³, или 20,8 %). Крупные запасы газа имеются в Северной Америке (8,2 трлн. м³, или 16,3 %) и на Африканском континенте (6,5 трлн. м³, или 13,0 %).

По мере расширения географии поисково-разведочных работ и увеличения их объемов доказанные запасы нефти и газа в мире будут увеличиваться. Однако темпы их роста зависят от размеров начальных потенциальных ресурсов нефти и газа и степени их разведанности в отдельных регионах.

Оценки потенциальных ресурсов нефти и газа основаны главным образом на общегеологических данных и теоретических представлениях, что предопределяет их некоторую условность и довольно широкий диапазон. Кроме того, оценки часто во многом носят субъективный, а нередко и конъюнктурный характер. Зарубежные оценки начальных потен-

¹ При пересчете запасов нефти из баррелей в тонны был принят коэффициент 0,1356, запасов газа из кубических футов в кубические метры — 0,028317.

Доказанные запасы нефти и газа (извлекаемые) по регионам и странам мира (без социалистических стран) на 1.1.1982 г.¹

Регионы, страны	Нефть		Газ	
	Доказанные запасы, млн. т	Удельный вес в доказанных запасах, %	Доказанные запасы, млрд. м ³	Удельный вес в доказанных запасах, %
Всего	75 214,4	100	50 232,6	100
Северная Америка	4 785,3	6,4	8 214,7	16,3
Канада	740,4	1,0	2 576,8	5,1
США	4 044,9	5,4	5 637,9	11,2
Латинская Америка	10 284,0	13,7	5 190,7	10,3
В том числе:				
Венесуэла	2 732,3	3,6	1 365,2	2,7
Мексика	6 520,1	8,7	2 133,7	4,2
Западная Европа	2 488,7	3,3	4 558,5	9,1
В том числе:				
Великобритания	1 036,4	1,4	662,6	1,3
Нидерланды	18,1	0,02	1 558,4	3,1
Норвегия	1 217,4	1,6	1 683,3	3,3
Африка	7 403,5	9,8	6 516,6	13,0
В том числе:				
Алжир	941,3	1,2	3 498,6	7,0
Ливия	3 506,4	4,7	1 014,0	2,0
Нигерия	1 485,0	2,0	1 368,3	2,7
Ближний и Средний Восток	47 534,0	63,2	20 703,9	41,2
В том числе:				
Ирак	4 569,7	6,1	715,0	1,4
Иран	5 347,0	7,1	10 477,3	20,8
Катар	466,2	0,6	1 699,0	3,4
Кувейт	9 177,4	12,2	934,5	1,9
ОАЭ	5 043,8	6,7	2 742,7	5,5
Саудовская Аравия	21 492,5	28,6	3 210,9	6,4
Южная, Юго-Восточная Азия	2 432,5	3,2	14 056,8	8,1
В том числе:				
Индия	366,1	0,5	354,0	0,7
Индонезия	1 352,7	1,8	863,7	1,7
Малайзия	339,0	0,4	1 016,6	2,0
Австралия и Океания	286,1	0,4	991,2	2,0
Австралия	249,6	0,3	832,3	1,6

¹ World Oil, 15 Aug., 1982.

Начальные потенциальные ресурсы нефти (извлекаемые) на начало 1982 г.
по регионам мира (без социалистических стран)

Таблица 1.5

Регионы, страны	Начальные потенциальные ресурсы ¹		В том числе								Разведанность начальных потенциальных ресурсов, %
			Начальные доказанные запасы ^{2,3}		Из них				Неоткрытые ресурсы		
	накопленная добыча ^{2,3}				текущие доказанные запасы ³						
	млрд. т	%	млрд. т	%	млрд. т	%	млрд. т	%	млрд. т	%	
Северная Америка	73	22,6	23,8	18,7	19,0	36,6	4,8	6,4	49,2	25,1	32,6
в том числе США	52	16,1	21,3	16,7	17,3	33,3	4,0	5,4	30,7	15,7	40,9
Латинская Америка	53	16,4	18,2	14,3	7,9	15,2	10,3	13,7	34,8	17,8	34,3
Африка	51	15,8	12,0	9,4	4,6	8,8	7,4	9,8	39,0	19,9	23,5
Западная Европа	8	2,5	3,4	2,8	0,9	1,7	2,5	3,3	4,6	2,4	42,5
Ближний и Средний Восток	112	34,7	65,0	51,1	17,5	33,7	47,5	63,2	47,0	24,0	58,0
Южная, Юго-Восточная Азия, Австралия и Океания	26	8,0	4,8	3,7	2,1	4,0	2,7	3,6	21,2	10,8	18,5
Всего	323	100	127,2	100	52,0	100	75,2	100	195,8	100	39,4

¹ Моделевский М. С. Современные представления о ресурсах нефти и газа и методы их оценки. Итоги науки и техники. Сер. Геогеофизика, т. 4. М., ВИНТИ, 1979.

² Rahmer В. А. The World's energy potential. — Petroleum Economist, 1980, vol. 47, № 11.

³ World Oil, 15 Aug., 1980—1982.

**Распределение начальных потенциальных ресурсов нефти
(включая газовый конденсат) и газа (%) по основным
стратиграфическим подразделениям в отдельных регионах мира
(без социалистических стран)**

(М. С. Моделевский, 1979 г., см. табл. 1.5)

Регионы	Нефть			Газ		
	Кайнозой	Мезозой	Палеозой	Кайнозой	Мезозой	Палеозой
Северная Америка	25	33	42	34	29	37
Латинская Америка	62	35	3	33	41	26
Западная Европа	18	79	3	16	21	63
Африка	21	45	34	17	55	28
Ближний и Средний Восток	17	83	—	22	68	10
Южная, Юго-Восточная	59	36	5	58	36	6
Азия Австралия и Океания	18	45	37	12	23	65
Всего	31	52	17	34	40	26

Примечание. Без данных о глубоководных акваториях и об осадочном чехле, залегающем ниже 7 км.

циальных ресурсов нефти (извлекаемых) по миру колеблются от 160 до 500 млрд. т. На X Мировом Нефтяном конгрессе в Бухаресте (1979 г.) М. Хэлбути и Дж. Муди привели цифры в 304 млрд. т (включая акватории до глубины воды 2 км, при традиционных методах извлечения нефти с коэффициентом нефтеотдачи 0,4 и без учета ресурсов нефти в горючих сланцах и битуминозных песках). Наиболее высоко оценивается начальный нефтяной потенциал стран Ближнего и Среднего Востока (33%), на долю стран Западного полушария приходится 26% начальных потенциальных ресурсов нефти (в том числе США 11%). За вычетом накопленной добычи нефти, доказанных и перспективных запасов, составляющих на дату проведенной оценки (1.1. 1976 г.) 163 млрд. т, неоткрытые ресурсы нефти оценивались в 141 млрд. т при статистическом разбросе в диапазоне 40—345 млрд. т. Согласно этой оценке неизвлеченным из недр (доказанные, перспективные и прогнозные запасы) оставалось 256 млрд. т (при традиционных методах извлечения). На XI Мировом Нефтяном конгрессе в Лондоне (1983 г.) Ч. Д. Мастерсом и др. приведена величина еще неоткрытых ресурсов мира 46—202 млрд. т, средняя 79 млрд. т (минимальной оценке соответствует вероятность 95, максимальной 5%).

Среди зарубежных специалистов нет единства мнений и в оценках мировых начальных потенциальных ресурсов газа (извлекаемых), которые меняются в пределах 170—800 трлн. м³. На X Мировом Нефтяном конгрессе А. Мейерхоф привел цифру 220 трлн. м³ (извлекаемые ресурсы), которая за счет газа, содержавшегося в уже добытой нефти, может быть повышена до 230 трлн. м³. При этом А. Мейерхоф не разделяет взглядов других исследователей, которые при оценке потенциальных ресур-

Начальные потенциальные ресурсы газа (извлекаемые) на начало 1982 г. по регионам мира
(без социалистических стран)

Таблица 1.7

Регионы, страны	Начальные потенциальные ресурсы ¹		В том числе								Разведанность начальных потенциальных ресурсов, %
			Начальные доказанные запасы ^{2,3}		Из них				Неоткрытые ресурсы		
	Накопленная добыча ^{2,3}				Текущие доказанные запасы ³						
	млрд. м ³	%	млрд. м ³	%	млрд. м ³	%	млрд. м ³	%	млрд. м ³	%	
Северная Америка	71	25,5	27,0	36,1	18,8	75,8	8,2	16,3	44,0	21,6	38,0
в том числе США	49	17,6	22,5	30,0	16,9	68,1	5,6	11,2	26,5	13,0	45,9
Латинская Америка	69	24,7	7,3	9,7	2,1	8,5	5,2	10,3	61,7	30,2	10,6
Африка	34	12,2	6,7	8,9	0,2	0,8	6,5	13,0	27,3	13,4	19,7
Западная Европа	17	6,1	6,7	8,9	2,1	8,5	4,6	9,1	10,3	5,0	39,4
Ближний и Средний Восток	32	11,5	21,9	29,2	1,2	4,8	20,7	41,2	10,1	5,0	68,4
Южная, Юго-Восточная Азия, Австралия и Океания	56	20,0	5,4	7,2	0,4	4,6	5,0	10,1	50,6	24,8	34,0
Всего	279	100	75,0	100	24,8	100	50,2	100	206,5	100	26,9

¹ Моделевский М. С. Современные представления о ресурсах нефти и газа и методы их оценки. Итоги науки и техники. Сер. Геофизика, т. 4. М., ВИНТИ, 1979.

² Rahmer В. А. The World's energy potential. — Petroleum Economist, 1980, vol. 47 № 11.

³ Oil and Gas J. 1980, vol. 78, № 8; 1981, vol. 79, № 9; 1982, vol 80, № 10.

сов газа исходят из теоретических представлений о большей генерации газа, чем нефти, но недостаточно учитывают высокую мобильность газа и вызванные этим его значительные потери. В целом же следует считать приведенную оценку мировых потенциальных ресурсов газа весьма заниженной. Так, в справочнике 1975 г. «Газовые и газоконденсатные месторождения» под редакцией В. Г. Васильева и И. П. Жабрева ресурсы газа в СССР, подсчитанные специалистами Мингео СССР, Миннефтепрома и Мингазпрома на 1975 г., составляли 150 трлн. м³.

Мировые (без социалистических стран) начальные потенциальные (извлекаемые) ресурсы нефти были оценены М. С. Моделевским в 1979 г. в 323 млрд. т (включая конденсат), в том числе на суше — в 211 млрд. т и на шельфе — в 112 млрд. т. На долю уже извлеченной нефти и доказанных запасов на 1.1.1982 г. приходится 127,2 млрд. т (39,4 %), а на еще неоткрытые ресурсы — 195,8 млрд. т (60,6 %) (табл. 1.5).

Анализ распределения нефтяных ресурсов по стратиграфическим комплексам показал, что ведущее положение занимают породы мезозойского возраста (52 %), с которыми связаны все основные нефтяные месторождения Ближнего и Среднего Востока. К кайнозойским отложениям приурочено несколько менее $\frac{1}{3}$ мировых ресурсов, а к палеозойским — 17 % (табл. 1.6). Примерно таким же образом распределены по стратиграфическим комплексам и начальные доказанные запасы нефти.

Мировые (без социалистических стран) начальные потенциальные ресурсы газа (извлекаемые) были оценены М. С. Моделевским в 1979 г. в 279 трлн. м³, в том числе на суше — в 173 трлн. м³ и на шельфе — в 106 трлн. м³. На долю уже добытого газа и доказанных запасов на 1.1.1982 г. приходится 75,0 трлн. м³ (26,9 %), а на еще не открытые ресурсы — 204,0 трлн. м³ (73,1 %) (табл. 1.7).

Стратиграфические газовые ресурсы распределяются следующим образом (см. табл. 1.6): ведущее место занимают мезозойские отложения (40 %), с которыми связаны многие газовые месторождения, а главное, крупные перспективы новых открытий в странах Ближнего и Среднего Востока; к кайнозойским образованиям приурочено несколько более $\frac{1}{3}$ мировых ресурсов газа, а к породам палеозойского возраста — 26 %. Начальные доказанные запасы газа по стратиграфическим комплексам распределяются несколько иначе: здесь ведущее положение пока занимают отложения кайнозойского (38 %) и палеозойского (36 %) возраста. С породами этих стратиграфических комплексов связаны многие крупные месторождения газа в странах Ближнего и Среднего Востока, Северной Америки, Африки и Западной Европы.

§ 3. География крупных месторождений нефти и газа

За 120-летнюю историю развития нефтяной промышленности в мире (без социалистических стран) было выявлено около 38 тыс. нефтяных и газовых месторождений с широким диапазоном запасов — от минимальных промышленных количеств нефти и газа до уникальных скоплений. Так, из указанного числа месторождений нефти и газа только 145 (101 нефтяное и 44 газовых) являются крупными и имеют извлекаемые

запасы, превышающие 100 млн. т нефти или 100 млрд. м³ газа. В действительности подобных месторождений несколько больше, так как в это число включены нефтяные месторождения с запасами более 137 (а не 100) млн. т¹. Наибольшее количество нефтяных скоплений таких размеров было открыто на Ближнем и Среднем Востоке (48), в Латинской Америке (17) и Северной Америке (14), газовых скоплений — в Северной Америке (20) и в Западной Европе (7). Крупные месторождения представляют наибольший интерес для развития добычи и являются первоочередными объектами разработки.

Гигантских месторождений с начальными извлекаемыми запасами более 0,5 млрд. т нефти известно в мире (без социалистических стран) всего 34, однако на их долю приходится свыше 40 % начальных и около 50 % текущих доказанных запасов. Наибольшее количество таких месторождений (21) открыто на Ближнем и Среднем Востоке, где концентрируется 63,2 % доказанных запасов нефти капиталистических и развивающихся стран. Газовых месторождений с начальными запасами свыше 0,5 трлн. м³ в мире (без социалистических стран) известно только семь, на их долю приходится около 12 % мировых доказанных запасов (начальных).

Еще более редкими являются скопления, извлекаемые запасы которых превышают 1 млрд. т нефти или 1 трлн. м³ газа, именуемые уникальными или супергигантами. Известно 17 месторождений нефти такого ранга, но они заключают в себе 31,3 % начальных и 38,6 % текущих доказанных запасов мира (без социалистических стран). Из них 14 размещено на Ближнем и Среднем Востоке, где особое место занимают месторождения Бурган и Гхавар, начальные доказанные запасы нефти которых соответственно составляют 9,5 и 8,1 млрд. т. За ними следуют месторождения Сафания и Киркук (запасы 2,5 и 2,2 млрд. т). Остальные 13 уникальных месторождений имеют доказанные запасы менее 2 млрд. т.

К числу уникальных по размерам скоплений в будущем может быть отнесено месторождение Чиконтепек (Мексика), где общее количество нефти в недрах оценивается в 14 млрд. т. Однако из-за высоких вязкости и плотности нефти и низких коллекторских свойств продуктивных пластов извлекаемые запасы этого месторождения достоверно еще не оценены.

Газовых месторождений такого ранга в капиталистических и развивающихся странах выявлено значительно меньше, чем нефтяных. Их насчитывается всего четыре (не считая месторождений Норт-Уэст-Доум в Катаре и Тролль в Норвегии, доказанные запасы газа которых в полном объеме еще не оценены и не достигли столь крупных размеров) и они содержат 9,0 % начальных доказанных запасов мира (без социалистических стран). Из них наиболее крупным является месторождение в США Панхендл-Хьюгтон (2 трлн. м³).

¹ В «Oil and gas journal» (1977, vol. 75, № 35) приведен перечень месторождений с запасами, превышающими 1 млрд. баррелей (т. е. 137 млн. т.); следует также иметь в виду, что общее количество крупных месторождений нефти и газа в мире за прошедший после публикации указанной статьи период пополнилось новыми открытиями в ряде регионов.

Уникальным газовым месторождением является Уренгойское (СССР), расположенное в северной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и приуроченное к сеноманским отложениям. Кроме Уренгойского в нашей стране разведано еще шесть уникальных газовых месторождений. Наиболее значительными из них являются: Ямбургское, Заполярное и Бованенковское. Шесть из семи крупнейших газовых месторождений открыто в Западной Сибири и связаны они с сеноманским комплексом.

Большая часть разведанных в мире крупных газовых месторождений находится в СССР, где их число достигает 50. Из них 24 расположены в Западной Сибири, остальные в Средней Азии, Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинциях, на Украине, в Восточной Сибири. В числе этих 50 месторождений имеется 11 гигантских месторождений (включающих 7 уникальных скоплений газа).

Характерна крайняя неравномерность географического размещения крупных месторождений. В большинстве известных нефтегазоносных бассейнов мира не было открыто ни одного гигантского месторождения, тогда как в некоторых бассейнах выявлен ряд месторождений нефти и газа очень высокого ранга.

В мире известно несколько центров максимальной концентрации нефти и газа. В прошлом И. О. Брод в СССР и У. Прайт в США выделяли два «полюса», в пределах которых концентрировалась подавляющая часть выявленных в то время нефтяных и газовых ресурсов. Один из них они связывали с окраинами Персидского залива и Каспийского моря, а второй — с бассейном Мексиканского залива (значение последнего возросло после открытия крупных месторождений в Мексике). Впоследствии были открыты новые центры исключительно высокой концентрации нефти и газа. К числу таких «полюсов», кроме уже названных, в настоящее время следует отнести север Африканского континента, а в пределах нашей страны — Западно-Сибирский регион. М. Хэлбути, Р. Кинг, Х. Клемме и др. (1973 г.), А. Мейерхофф (1979 г.), проанализировав закономерности формирования и размещения 266 наиболее крупных месторождений мира, содержащих основную долю мировых запасов нефти и газа, пришли к выводу, что большая часть таких месторождений приурочена к дугообразному (серповидному) поясу шириной 1250—2000 км и длиной 10 тыс. км, протягивающемуся от центральной части Алжира через Персидский залив и Западную Сибирь до Северного Ледовитого океана. Несомненно, что по мере дальнейшего развития геологоразведочных работ на нефть и газ в мире будут открываться новые регионы, характеризующиеся богатым нефтегазосодержанием недр, и изложенные представления о «полюсах», «серповидном поясе» существенно изменятся.

§ 4. Естественные нефтегазопроявления

История развития нефтяной промышленности берет свое начало с изучения естественных нефтегазопроявлений, под которыми понимают выходы на поверхность нефти, газа и различных битумов. К числу признаков нефтеносности, кроме непосредственного выделения жидкой нефти или

газа, относятся: пропитанность пород нефтью, отложения твердых битумов (асфальта, озокерита), нефтяной или битуминозный запах породы, иногда проявляющийся лишь после нагревания ее, окрашивание бензиновой или бензольной вытяжки из породы, грязевые вулканы.

Значение нефтегазопроявлений как фактора, убедительно доказывающего существование процессов нефтегазообразования в недрах того или иного региона, трудно переоценить. Исследования естественных нефтегазопроявлений с использованием современных геохимических методов, сопровождающиеся изучением геологии района, позволяют решить многие вопросы, касающиеся условий формирования залежей, их типов и прогнозирования нефтеносности.

В работах многих исследователей (И. О. Брода, В. Д. Голубятникова, А. И. Горской, Н. А. Еременко, С. П. Максимова, Г. А. Максимовича, В. П. Маркевича, О. А. Радченко, В. А. Успенского и др.) дается описание по отдельным районам поверхностных нефтегазопроявлений с геологической привязкой выходов и нередко с химической характеристикой нефти, газа и воды. Большие исследования были проведены в СССР по изучению выходов природного газа и его геохимии (В. В. Белоусовым, А. Л. Козловым, В. П. Савченко, М. И. Субботой и др.).

Естественные нефтегазопроявления имеют широкое географическое распространение. Они встречаются практически на всех континентах как на суше, так и на море, связаны как с осадочными, так и с изверженными и метаморфическими породами. Выходы нефти на земной поверхности обусловлены как обнаженностью нефтеносных пластов, так и наличием в земной коре трещин, по которым нефть поднимается до поверхности из залегающих на глубине насыщенных нефтью пород. На поверхности нефть выветривается, окисляется и обычно образует густые кировые натеки. Нефтегазопроявления бывают связаны как с пликвативными, так и дизъюнктивными дислокациями. На антиклинальных складках они встречаются гораздо чаще, чем на синклинальных, при этом тяготеют к сводам и крыльям поднятий. Наиболее благоприятны для нефтегазопроявлений места пересечения антиклинальных складок разрывами.

Грязевые вулканы — разнообразные по форме и размерам геологические структуры, постоянно или периодически извергающие грязевые массы и горючие газы, часто с водой и нефтью.

Исследованием грязевых вулканов занималось несколько поколений геологов, начиная со второй половины XIX в. Важное значение имело широкое и детальное изучение грязевых вулканов в Азербайджане, Туркмении, на Таманском полуострове и в других районах в связи с установленной И. М. Губкиным их связью с нефтеносностью недр. Итогом изучения грязевых вулканов Азербайджана явилось издание Атласа грязевых вулканов Азербайджанской ССР (А. А. Якубов, А. А. Али-Заде, М. М. Зейналов, 1971 г.).

В Азербайджане на сравнительно небольшой территории сконцентрировано свыше 220 грязевых вулканов, многие из которых периодически действуют и в настоящее время (рис. 1.1). Другие районы распространения грязевого вулканизма — это Северо-Западное Предкавказье, Таманский и Керченский полуострова, Кахетия, о-в Сахалин. В Закаспии

крупные и мелкие конусы грязевых вулканов наблюдаются в прибрежной меридионально вытянутой полосе Чижишляр-Кеймирского района.

За пределами Советского Союза грязевые вулканы известны в Румынии, Италии, Иране, Пакистане, Индии, Бирме, Индонезии, Новой Зеландии, Мексике, Тринидаде, Венесуэле, Колумбии, Перу, Эквадоре и других районах.

Географическое распространение грязевых вулканов контролируется геологическими условиями: они приурочены к нефтеносным провинциям в областях погружения молодых (альпийских) складчатых сооружений. Грязевые вулканы представляют собой более или менее крупные возвышенности, имеющие форму усеченного конуса с относительной высотой от 5—10 до 400—500 м, и внешне напоминают магматические вулканы. Вершины их соответствуют кратерному валу и имеют форму от плоско-выпуклой до глубоко запавшей — кальдерообразной. Диаметр кратеров достигает 450 м, а диаметр основания — 3500 м и более. Величина конусов крупных вулканов зависит как от частоты извержений, так и от характера выброшенного при извержении твердого материала. Частые извержения и большие конусы грязевых вулканов наблюдаются там, где в недрах имеются мощные пластичные породы. Обычно кратер расположен в центральной части вулкана и является окончанием его канала-жерла, соединяющего очаг вулкана с поверхностью земли. Однако встречаются и такие вулканы, кратер которых имеет форму чаши. Состоят грязевые вулканы из накопившегося на поверхности земли или дне моря сопочного материала. Иногда в выбросах находят обломки пород, величина которых в диаметре превышает 2 м.

Грязевая сопка представляет собой небольшой, правильной формы конус высотой от 0,5 до 50 м и диаметром основания в пределах 5—150 м, сложенный глинистым материалом с незначительной примесью обломков пород и выделяющий пелиты с включениями небольшого

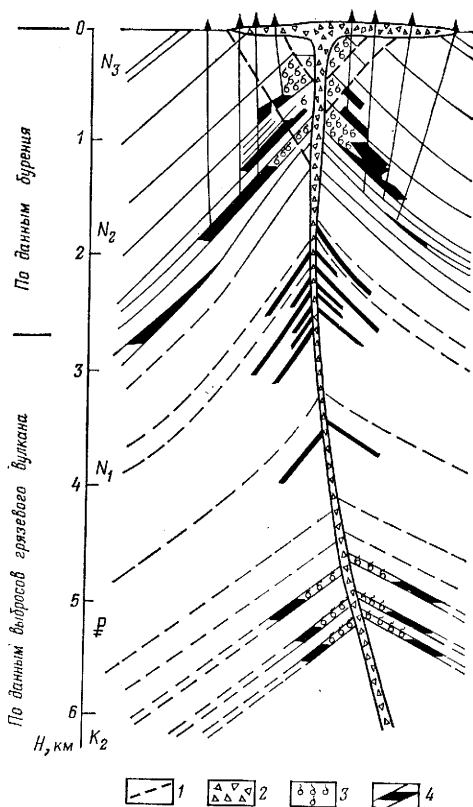


Рис. 1.1. Геологический разрез через грязевой вулкан Локбатан.

1 — разрывные нарушения; 2 — сопочная брекчия; 3 — газ; 4 — нефть

количества мелких твердых обломков пород, газа и воды, иногда с пленками нефти на поверхности. Отношение высоты сопки к ее основанию составляет 1:1, 1:2 и более. Основным отличием сопки от грязевого вулкана является отсутствие в ее выносах больших количеств сопочной брекчии.

Сальзы — воронкоподобные впадины, заполненные сопочным илистым материалом или взмученной водой без включений крупных обломков пород и выделяющие газ, воду, а иногда нефть (часто смесь воды и нефти). Диаметр воронок сальз варьирует в широких пределах: от нескольких сантиметров до 120 и более метров. Как и грязевые сопки, сальзы подразделяются на самостоятельные и паразитические, находящиеся на теле вулкана.

Грифонами называются отдельные выделения газа, воды и нефти (часто смеси воды и нефти). При этом их выводящие отверстия имеют диаметр от 1—2 см до нескольких метров. Грифоны образуются при вскрытии скважинами нефтяных пластов, разбитых многочисленными нарушениями, а бывают приурочены к выходам пластов на поверхность, где под давлением газа из них непрерывно выделяется нефть, иногда с водой, образуя кировые покровы. Отличительной чертой грифонов является полное отсутствие в них твердых обломков пород.

Газы грязевых вулканов принадлежат к группе горючих газов, постоянной и основной частью которых является метан (до 98 %) и тяжелые углеводороды, а также сопутствующие им углекислый газ и азот. Кроме основных компонентов в некоторых пробах обнаружены оксид углерода, водород, сероводород, тяжелые предельные и непредельные углеводороды и легкие редкие газы. Воды грязевых вулканов в основном слабominерализованные (100—1000 мг-экв/л), бессульфатные, гидрокарбонатно-натриевые, реже — хлоридно-кальциевые с минерализацией от 700 до 10 000 мг-экв/л; содержат повышенные количества иода, бора и брома.

О генезисе грязевых вулканов и механизме грязевулканических явлений высказано много предположений, по разному объясняющих причины указанного вида вулканизма. Так, Г. В. Аби́х, А. П. Герасимов, В. Б. Порфи́рьев и др. происхождения грязевых вулканов связывали с магматическими очагами. И. М. Губкин впервые установил связь этих вулканов с газонефтяными месторождениями. По И. М. Губкину, геологическое строение, нефтеносность и грязевой вулканизм составляют единое генетическое целое, т. е. газо- и нефтепроявления и грязевой вулканизм имеют одни и те же причины и являются функциями геологического строения, в частности, особых форм тектоники — диапировых структур. По И. М. Губкину, для поисков нефтегазовых залежей наиболее благоприятны периферические части диапиров с ядром протыкания и сводовые участки скрытодиапировых структур.

§ 5. Битумы: распространение, генезис, классификация

Битумы (определения см. в § 6 гл. 2) находятся в земной коре в различных формах: в рассеянном состоянии, в виде незначительных примесей и в виде скоплений, где битум пропитывает породы или находится в чистом (или почти чистом) виде.

В настоящее время наиболее крупные месторождения природных битумов известны в Канаде (бассейн Альберта), Венесуэле (Ориноцкий битумный пояс), США (бассейн Юинта, Калифорния и др.), Франции (Рейнский грабен), ФРГ (месторождения Гайде, Витце), Румынии (месторождение Дерна), Албании (месторождение Селенице), Турции (месторождение Авгамасья и др.), на о-вах Мелвил, Тринидад, Мадагаскар и др. В Советском Союзе скопления битумов встречаются на Волго-Уральской, Тимано-Печорской, Восточно-Сибирской, Прикаспийской, Прикуринской и других нефтегазоносных территориях.

В отличие от нефти для природных битумов как полезного ископаемого используются иные методы разработки — рудничные (карьерный, шахтный), методы, основанные на применении внутрипластовой технологии (селективные растворители, закачка пара и т. д.).

Крупнейшие по запасам месторождения битумов, во много раз превосходящие скопления нефти, сосредоточены в основном на древних платформах (Северо-Американской, Южно-Американской, Восточно-Сибирской и Восточно-Европейской). В пределах молодых платформ битумы встречаются сравнительно редко и не образуют крупных скоплений. Все известные скопления битумов на территориях молодых платформ приурочены в основном к краевым прогибам, к их внутренним бортам и представлены главным образом закированными породами (в платформенных частях скопления битумов почти полностью отсутствуют). На территориях подвижных поясов природные битумы, хотя и имеют широкое распространение, образуют весьма небольшие по запасам скопления (США, Венесуэла, Западная Европа, Советский Союз). Здесь, как в эпиплатформенных, так и в эпигеосинклинальных зонах, они образуют асфальтовые озера, кировые покровы или небольшие поля закированных песков.

Все зоны битумонакопления размещаются в пределах зон нефтегазоаккумуляции и связаны с дизъюнктивными дислокациями в осадочном чехле или проявлениями грязевого вулканизма. Геологические запасы природных битумов подвижных поясов во много раз уступают ресурсам битумов на древних платформах.

Потенциальные ресурсы углеводородного сырья в битумосодержащих породах, по оценкам специалистов, по всему миру весьма значительны. Ресурсы природных битумов только для отдельных стран во много раз превосходят разведанные запасы нефти. По данным отдельных авторов (R. F. Meuser, 1979 г.), мировые геологические ресурсы битумов оцениваются примерно в 475 млрд. т, в том числе извлекаемые в 45—70 млрд. т при условно принятых коэффициентах извлечения для терригенных и карбонатных коллекторов соответственно 10 и 5 % (табл. 1.8).

Ресурсы битумов
(R. F. Meyer, 1979 г.)

Страна	Запасы, млн. м ³	
	геологические	извлекаемые
Канада	312 610	28 940—52 950
США	4 560	340—350
Венесуэла	159 010	15 900
Тринидад и Тобаго	10	1
Албания	60	1
Румыния	4	0,5
Мадагаскар	278	28
Всего	476 530	45 210—69 230

Америка. В пределах Северо-Американской платформы расположено гигантское месторождение битумов в Западной Канаде. Здесь, по данным многих исследователей (А. А. Бакиров, Н. Н. Таусон, Н. Ю. Успенская, В. Е. Ханн, М. А. Carrig, J. I. Demaison, P. A. Macquebard, W. B. Jallup, P. H. Rhizacherley, L. O. Scott и др.), расположен огромный битуминозный район площадью более 75 тыс. км². В регионе известны четыре крупных месторождения — Атабаска, Вабаска, Колд-Лейк, Пис-Ривер и ряд разоб-щенных залежей битумов. По оценкам различных специалистов, геологические запасы всего региона оцениваются величиной от 96 до 160 млрд. т, а извлекаемые — от 34,2 до 55,9 млрд. т.

Скопления природных битумов типа мальт и тяжелой нефти обнаружены на южном склоне Арктической платформы в районе оз. Мельвилл (Канада).

Многочисленные скопления битуминозных пород (до 550) известны в 22 штатах США, суммарные запасы битумов оцениваются в 3,75—5,2 млрд. м³. В настоящее время открыто до 40 месторождений с запасами битумов свыше 160 тыс. м³, при этом большая их часть (27) и наиболее крупные месторождения расположены в штате Юта. Здесь находятся три самых крупных месторождения с запасами более 500 млн. м³: Триэнг (2—2,5), Спринг (0,6—0,7) и Саннисату (0,5—0,6), на которые приходится 80 % запасов штата и 75 % запасов страны.

Крупные скопления битумов (размером 175×200 км) расположены в пределах подвижного пояса Северо-Американских Кордильер, в окраинных частях Восточной и Западной зон, где они связаны с впадиной Юинта. Самое крупное месторождение битумов Асфальт-Ридж известно на северном борту впадины. Здесь скопления битумов образуют линзовидные тела, размеры которых контролируются тектоническими нарушениями и коллекторскими свойствами пород. Запасы месторождения оцениваются в 182,8 млн. м³. К северному борту впадины Юинта приурочено также месторождение Уайтрокс с запасами асфальта около 36 млн. т, Саннисайд и ряд более мелких.

В США наибольшее внимание разведке и разработке битумов уделяется в штате Калифорния, где за последние 15 лет с помощью термических методов добыто более 160 млн. т тяжелой нефти (месторождения группы Окснард в южной части района Вентура, Эдна, Сискос, Паркс-Вэлли и др.).

На территории Южно-Американской платформы в Венесуэле расположено гигантское месторождение природных битумов, известное под названием «Ориноцкий битумный пояс». Полоса битумонасыщенных пород протягивается на расстояние 600 км при ширине 40—85 км (площадь развития битумных песков достигает 57,5 тыс. км²). Общие геологические запасы битумного пояса по разным оценкам составляют от 100 (P. H. Philzackerley, L. O. Scott) до 400 млрд. т (L. I. Swabb). Ориноцкий битумный пояс еще не околтурен, поэтому его геологические запасы в 100 млрд. т (извлекаемые 10 млрд. т) считаются предварительными.

В пределах Восточно-Андской эпигеосинклинали складчатой зоны скопления природных битумов образуют довольно редкий тип поверхностных месторождений — асфальтовые озера. Оз. Ла-Бреа в юго-западной части о-ва Тринидад имеет запасы 10—15 млн. т, оз. Бермудец (Гуанако) — около 9 млн. т.

Европа. Наиболее крупные месторождения природных битумов находятся в пределах Рейнского грабена на Западно-Европейской платформе. Известным месторождением является Пешельбронн во Франции, которое приурочено к моноклинали, разбитой на мелкие блоки, с многочисленными поверхностными битумопроявлениями, и где еще с 1745 г. ведется шахтная разработка тяжелой нефти типа мальт. Небольшие скопления тяжелой и высоковязкой нефти известны на территории ФРГ (месторождения Витце и Гайде). С 1880 г. добыча битумов на месторождениях осуществлялась скважинами, а с 1914 г. — путем проведения дренажных выработок непосредственно в толще нефтяного пласта. Разработка асфальта и асфальтита с начала этого века производится в Румынии на месторождении Дерна (запасы 4 млн. т) и в Албании в районе Селенице (62 млн. т).

В СССР месторождения битумов в ряде регионов довольно многочисленны, а суммарные запасы оцениваются в десятки миллиардов тонн. В пределах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции основные скопления природных битумов, представленные довольно разнообразными типами (мальты, асфальтиты, асфальты, гильсониты, грэемиты, импсониты, озокериты и т. д.), связаны главным образом с юго-восточным окончанием Тиманского кряжа и Печоро-Колвинским авлакогеном.

В центральной части Волго-Уральской антеклизы наиболее значительные скопления битумов развиты по бортам крупных внутриплатформенных впадин — Мелекесской, Ставропольской, Бузулукской, Верхнекамской, Благовещенской. Основные их месторождения связаны с Южно-Татарским сводом, главным образом с его западным (Шугуровское, Сугушлинское, Сарабикуловское, Нижнекармалинское и др.) и юго-западным (Аксубаевское, Пионерское, Трудолюбовское и др.) склонами.

В Прикаспийской синеклизе основные скопления битумов приурочены к юго-восточному борту. Разведанные здесь запасы киров, по подсчетам

Н. С. Бескровного и К. К. Макарова, составляют около 6 млн. м³, а перспективные запасы около 20 млн. м³. Наиболее крупные из 50 выявленных месторождений кира — это Кара-Мурат, Копа, Иман-Кара и др., сложенные барханными песками, пропитанными битумами типа мальт или асфальтов. По условиям залегания битумы в пределах Прикаспийской синеклизы резко отличаются от других регионов Русской плиты. Основную роль в формировании кировых покровов, несомненно, сыграли дизъюнктивные нарушения, развитые в надсолевом комплексе.

В Предуральском прогибе скопления битумов (в основном жильного типа залегания) имеют ограниченное распространение и приурочены к зонам трещиноватости. В Предкарпатском прогибе месторождения озокерита связаны с Бориславско-Покутской подзоной. В альпийской эпигеосинклинальной складчатой зоне скопления битумов известны в Керченско-Таманском прогибе.

Азия. В СССР на Восточно-Сибирской платформе в настоящее время известно два месторождения битумов: Оленекское и Силигир-Мархинское с геологическими запасами 1,3 и 2 млрд. т соответственно. Весьма небольшие скопления битумов, не представляющие практического интереса, встречаются на юго-востоке платформы в пределах Иркутского амфитеатра, а также в карбонатных отложениях нижнего кембрия по р. Лене, где твердые битумы типа асфальтита выполняют сантиметровые трещины или образуют гнездовидные вкрапленники среди пористых известняков.

Скопления вязких и твердых битумов, развитые на севере о-ва Сахалин, образуют кировые покровы и асфальтовые озера (Большое Охинское).

На Туранской плите в пределах Южного Мангышлака известны два типа природных битумов: мальты и кира. Запасы их не оценивались.

В Западно-Туркменской впадине скопления битумов развиты в юго-западной ее части на месте выходов на дневную поверхность промышленно-нефтегазоносных толщ, где образовались закированные породы и кировые покровы (площади Небитдаг, Боядаг, о-в Челекен и др.), а также вблизи кратеров грязевых вулканов (Кеймир, Камышиджа и др.). Встречаются жильные образования озокерита (о-в Челекен, Дагаджикское месторождение).

В альпийской эпигеосинклинальной складчатой зоне скопления битумов имеются в Крымско-Кавказской области — в пределах юго-восточного погружения Большого Кавказа (Апшероно-Кобыстанский прогиб) и в Ринской и Куринской межгорных впадинах. Наиболее крупное скопление битумов — Кирмакинское — расположено на антиклинальной линии Фатьмаи-Зых — Бахар (запасы битумов 15—20 млн. т).

На Ближнем Востоке большинство известных месторождений тяжелых нефтей и битумов тяготеют к краевым частям нефтегазоносных бассейнов и известны на севере Турции, в северо-восточной Сирии, в северном Ираке и на юге Омана.

В других районах (Иран, Кувейт, Саудовская Аравия) распространение тяжелых нефтей, по-видимому, в первую очередь должно связываться с сильной тектонической разбитостью структур и нарушенностью

покрышек нефтяных залежей. В Иране наиболее тяжелые битумы известны на месторождении Кух-з-Мунд, на котором в известняках серий Асмари и Сарвак (олигоцен — верхний мел) содержится до 800—1600 млн. м³ битумов.

На Аравийской платформе скоплений природных битумов, представляющих промышленный интерес, не обнаружено, но в пределах внешнего крыла Месопотамского прогиба, по данным Ф. Ричарда и др. (F. Richard, Lebkuchner, F. Oghum, M. Wolf), имеются залежи асфальта и асфальтита в крайней северо-западной его части. Наиболее крупное месторождение здесь Бати-Раман в юго-восточной Турции. Известен также ряд больших выходов на поверхность асфальтов и тяжелых нефтей, самый крупный из которых расположен в зоне разлома (длиной 40 км) от Хита до Абу-Джира в западной части центрального Ирака. Месторождения Берат-Даджх на севере и Пила-Син и Пир-и-Мугрун на северо-востоке Ирака содержат значительные количества битумонасыщенных пород. Промышленное значение их не изучено.

Крупные скопления асфальтов, выходы тяжелых нефтей и битумосодержащих песчаников открыты в районе Мертвого моря на территории Израиля и Иордании. Однако современная промышленная ценность указанных проявлений остается пока неясной. В других странах Ближнего Востока сведений о наличии скоплений битумов не имеется.

Многочисленные скопления тяжелых нефтей и битумов известны во многих других странах Азии (от Афганистана и Пакистана до Бирмы и Индонезии).

Вопросам классификации битумов посвящены многочисленные исследования, среди которых наиболее известны работы Г. Абрагама (1934 г.), Н. А. Орлова, В. А. Успенского (1936 г.), В. А. Клубова (1954 г.), В. Н. Муратова (1961 г.), В. А. Успенского, О. А. Радченко, Е. А. Глебовского и др. (1961, 1964 гг.), И. С. Гольдберга, Г. Т. Юдина (1979, 1980 гг.) и др.

Определяющее значение при образовании всей совокупности природных битумов имеют три генетические линии битумогенеза, которые проявляются обособленно или накладываясь друг на друга: окислительные превращения первичных нефтей, термально-метаморфические изменения нефтей и твердых битумов и фазово-миграционные преобразования газонефтяного флюида. В качестве основных таксономических единиц приняты генетические ряды битумов, каждый из которых определяется группой однонаправленных процессов. Важное значение при образовании битумов имеет характер исходного материала, который во многих случаях предопределяет возможность битумообразования и состав образующихся продуктов. Поскольку родоначальником основной массы битумов (нафтидов) являются нефти, схема битумогенеза касается главным образом путей изменения нефтей, завершающегося преобразованием их в вязко-жидкие, вязкие и твердые дериваты.

Локальные скопления битумов весьма многообразны по строению, морфологии и условиям формирования. Одна группа скоплений битумов контролируется ловушками или совокупностью ловушек, присущих нефтяным или газовым залежам и месторождениям, другая — трещинным

пространством пород и по строению сходна с жильными рудными залежами и месторождениями и, наконец, имеется специфическая группа скоплений битумов, образовавшихся на современной или древней поверхности за счет излияний нефти. Эти группы (типы) скоплений отражают также и условия образования битумов, т. е. имеют и генетические различия.

Залежь битумов — локальное единичное скопление битумов, контролируемое поровым или трещинным пространством пород, а также образованное на поверхности при излиянии нефти. Месторождение битумов — обособленная совокупность залежей (или одиночная залежь), контролируемых едиными структурными или литолого-фацциальными условиями.

Предложено несколько классификаций скоплений битумов, одни из которых касаются естественных нефте- (и битумо-) проявлений (Н. Б. Вассоевич, Н. А. Еременко, С. П. Максимов и др.), другие — месторождений и залежей битумов (Н. С. Шатский, В. А. Успенский, О. А. Радченко, Р. М. Гисматуллин и др.).

В. Д. Успенский, О. А. Радченко и др. (1961 г.) выделяют следующие генетические типы скоплений: пластовые залежи, жильные скопления битумов на путях миграции парафинистых нефтей, жильные скопления битумов на путях миграции густых смолистых малахитов и скопления битумов, возникшие в результате преобразования излившейся на поверхность нефти, т. е. битумы естественных выходов и закиривания у выходов нефти. С генетических позиций это наиболее полная классификация, отражающая все многообразие условий образования скоплений битумов. И. С. Гольдберг, Н. Б. Герасимов, Н. И. Игошина и др. (1980 г.) при разработке классификации за генетическую основу приняли схему В. А. Успенского и О. А. Радченко, дополнив ее структурными и другими факторами, приводящими к формированию заключающих залежи ловушек. Они делят все известные залежи битумов (основываясь на генетических признаках) на три основных типа: пластовый, трещинный и покровных излияний (табл. 1.9).

Р. Т. Гисматуллин и др. [16], учитывая существование больших групп битумных месторождений, связанных с эрозионными формами рельефа и моноклинальными и синклинальными тектоническими элементами, часто совершенно нетипичными для залежей нефти и газа, в основу предлагаемой классификации положили не только структурные и тектонические, но и геоморфологические и гидродинамические факторы (табл. 1.10).

П. Д. Павлов, Г. А. Петров (1974 г.), рассматривая строение Сугушлинского и Мордово-Кармального месторождений битумов, впервые подметили, что месторождения, находящиеся на разных уровнях по отношению к местному базису эрозии, различаются не только по условиям залегания, но в известной мере и по свойствам битумов, что отражает разные условия накопления и преобразования нефти. Месторождения битумов, расположенные ниже базиса эрозии, занимают повышенные участки (замки) структур и имеют водобитумный контакт, что характерно для нефтяных залежей. Битумы здесь представлены классом «тяжелая нефть, малахит». Это месторождения Мордово-Кармальское, Подлесное, Ашаль-

Классификация залежей битумов
(по И. С. Гольдбергу, Н. Б. Герасимову, Н. И. Игошину
и др., 1980 г.)

Тип	Группа	Подгруппа	Вид
I. Пластовый (зон гипергенеза и палеогипергенеза)	Моноклинальных склонов	Зон выклинивания на моноклинали	Связанные с выклиниванием коллекторов вверх по восстановлению пластов замещением проницаемых пород непроницаемыми по восстановлению
		Экранированные битумом (самозапечатанные)	Связанные с гидродинамическими ловушками потерей подвижности нефти
		Стратиграфически экранированные на моноклиналях, срезанных поверхностью углового несогласия Экранированные разрывами на моноклинали Контролируемые структурными террасами и флексурами на моноклинали	
	Антиклинальных и куполовидных структур	Сводовые Эрозионно-сводовые	Срезанных современной эрозией Связанные с древними размывами
		Экранированные	Экранированные по разрывам, поверхности несогласия, магматическими образованиями
Синклинальных структур			
Литологически ограниченные	Баровые и русловые Линзовидные и гнездобразные Рифогенные		

Тип	Группа	Подгруппа	Вид
II. Трещинный (фазово-миграционный)	Жильные	Локальных разрывов Региональных разрывов	Связанные с антиклинальными и куполовидными структурами диапировыми структурами, трещинами оперения региональных разрывов
	Трещинно-пластовые	Линейных зон (и линз) повышенной трещиноватости и дробления	
	Штокверковые		
III. Покровных излияний (зон поверхностного выветривания)	Покровные (закиривания)	Закириваний на выходах нефтеносных пластов Кировых покровов Кировых сопок Эрозионных котловин Эрозионных врезов	

чинское и др. Месторождения битумов, находящиеся выше местного базиса эрозии, лишены всех черт нефтяных месторождений и занимают моноклиальные склоны в крыльевых частях структур и синклиальные прогибы; залежи изометричные. Битумы представлены мальтами, асфальтитами. Это месторождения Самарской Луки (Сызранское, Батракское, Первомайское, Костычевское и др.), Сюкеевское на восточном склоне Токмовского свода, Шугуровское, Сугушлинское на западном склоне Альметьевской вершины, Байтугановское, Буз-Башское в пределах Сокско-Шешминской зоны дислокаций и др.

Существует также большая группа залежей, не вписывающаяся в классификацию нефтяных скоплений. Это залежи, образовавшиеся в результате излияния нефти на дневную поверхность и заполнения ею отри-

Основные типы битумных месторождений [16]

Месторождения		Залежи	Полезные ископаемые	
Структурно-пластовые	Антиклиналей	Ниже базиса эрозии	Сводовые массивные	Тяжелая нефть, мальта
			Сводовые пластовые	Тяжелая нефть, мальта, редко асфальт
			Эрозионно-сводовые	Тяжелая нефть, мальта
	Моноклиналей и синклиналий		Структурно-литологические Структурно-стратиграфические Тектонически экранированные	Тяжелая нефть, мальта, асфальт
		Выше базиса эрозии	Синклинальных прогибов Моноклинальных склонов	Асфальт, мальта, асфальтит
		В основном выше базиса эрозии	Эрозионных останцев » врезов » котловин Карстовых депрессий	Асфальт, мальта, асфальтит
Эрозионных форм рельефа				
Тектонических нарушений	Региональных нарушений	Жилы оперения региональных разломов	Асфальт, асфальтит, мальта	
	Локальных нарушений	Жилы локальных структур » диапировых структур	Асфальтит, асфальт, мальта Асфальт, асфальтит, мальта	

цательных форм рельефа: эрозионных котловин, врезов, карстовых депрессий (месторождения на о-ве Тринидад, Гуанако в Аргентине, Ивановское, Кутовское, Охинское, Нижняя Кармалка в СССР и др.). Весьма своеобразной группой являются жильные месторождения, которые образовались в результате заполнения нефтью зияющих трещин. Это Садкинское, Каировское, Велиховское месторождения, а за рубежом — системы жил в штате Юта (США), в юго-восточной Турции, в Колумбии, Перу, Мексике и т. д.

На основании этих различий П. Д. Павлов и Г. А. Петров делят все битумные месторождения на три типа: структурно-пластовые, эрозионных форм рельефа и тектонических нарушений.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О СВОЙСТВАХ НЕФТИ, ГАЗА,
КОНДЕНСАТА И РАССЕЯННЫХ БИТУМОВ¹§ 1. Условия отбора проб нефти и газа
и методы их анализа

Различают пробы поверхностные и глубинные. Поверхностные пробы отбирают с устья скважины, из сепаратора, резервуара и т. д. При отборе проб из скважины нефть и газ отбирают отдельно или в контейнер с последующим разгазированием в лабораторных условиях. Глубинная проба отбирается с помощью специального пробоотборника, в котором нефть и газ сохраняют свойства, соответствующие пластовым условиям.

Способ и условия отбора проб нефти имеют значение при изучении их химического состава. После извлечения на поверхность и стабилизации из нефти могут удалиться не только газообразные углеводороды (УВ), но и часть легких компонентов. При этом чем легче нефть и выше пластовое давление, тем значительнее потери легких УВ.

Для отбора проб газа применяются стеклянные аспираторы, газовые пипетки, газометры с гидравлическим затвором, сухие газометры и реже резиновые баллоны. Отбор проб сжиженных газов, газоконденсатных смесей проводят пробоотборниками по ГОСТ 14921—69.

В связи с резкими различиями в растворимости метана и других УВ в нефти состав газа, находящегося в контакте с нефтью, может сильно меняться в зависимости от соотношения количества нефти и каждого из углеводородных газов, а также от давления и температуры. В тех случаях, когда газ отбирается из газовой залежи, не содержащей нефти, условия отбора проб не оказывают существенного влияния на их состав. Состав газа в пласте (в свободном или растворенном состоянии) отличается от состава газа в пробе, отобранной из скважины, сепаратора или газопровода. Во всех случаях растворенный в нефти газ будет обогащен гомологами метана. В то же время газ газовой шапки при отсутствии ретроградных явлений состоит преимущественно из метана с небольшой примесью этана.

Основная задача анализа продукции скважины заключается в получении наиболее полной их характеристики. Для изучения свойств и состава углеводородных флюидов применяются физические, химические и физико-химические методы. Физическими методами определяют содержание воды в нефтях, их плотность, вязкость, температуру застывания. При этом используются разнообразные способы разделения нефтей на фракции — перегонка, ректификация, экстракция, кристаллизация, термодиффу-

¹ Редактирование главы проведено при участии Ал. А. Петрова.

Рис. 2.1. Хроматограммы газов (В. Ф. Камьянов, 1970 г.)

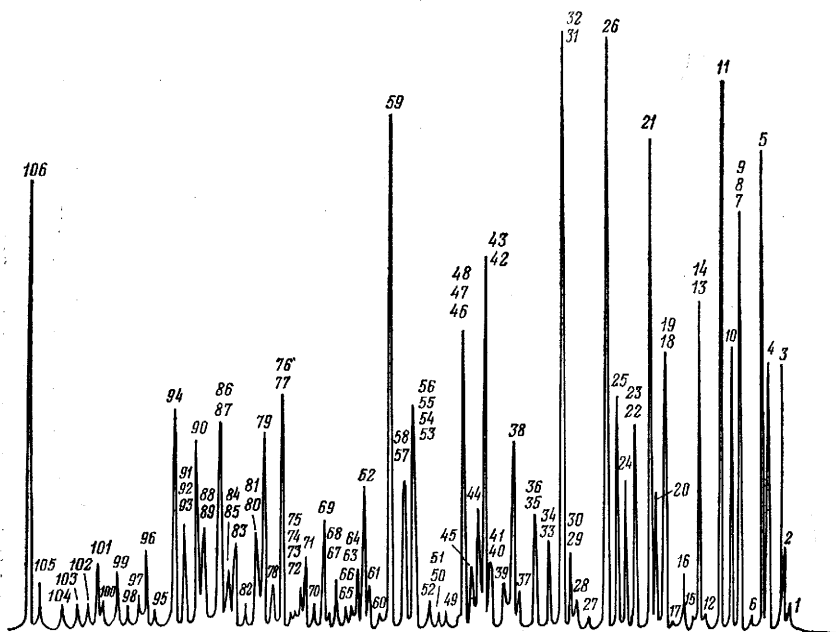
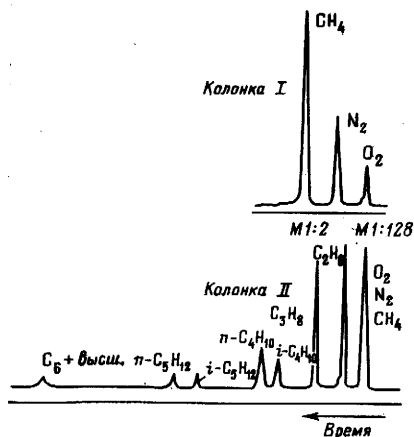


Рис. 2.2. Хроматограмма фракции нефти н. к. — 150 °С (колонка длиной 50 м, сквалан, 80 °С). По В. Ф. Камьянову, 1970 г.

1 — пропан; 2 — изобутан; 3 — *n*-бутан; 4 — 2-метилбутан; 5 — *n*-пентан; 6 — 2,2-диметилбутан; 7 — 2,3-диметилбутан; 8 — 2-метилпентан; 9 — циклопентан; 10 — 3-метилциклопентан; 11 — *n*-гексан; 12 — 2,2-диметилпентан; 13 — 2,4-диметилпентан; 14 — метилциклопентан; 15 — 2,2,3-триметилбутан; 16 — бензол; 17 — 3,3-диметилпентан; 18 — 2-метилгексан; 19 — циклогексан; 20 — 2,3-диметилпентан; 21 — 3-метилгексан+3-этилпентан; 22 — 1,1-диметилциклопентан; 23 — *цис*-1,3-диметилциклопентан; 24 — *транс*-1,3-диметилциклопентан; 25 — *транс*-1,2-диметилциклопентан; 26 — *n*-гептан; 27 — 2,2-диметилгексан; 28 — *цис*-1,2-диметилциклопентан; 29 — 1,1,3-триметилциклопентан; 30 — 2,5-диметилгексан; 31 — 2,4-диметилгексан; 32 — метилциклогексан; 33 — 2,2,3-триметилпентан; 34 — этилциклопентан; 35 — 3,3-диметилгексан; 36 — *транс*, *цис*-1,2,4-триметилциклопентан; 37 — *транс*, *транс*-1,2,3-триметилциклопентан; 38 — толуол; 39 — 2,3,4-триметилпентан; 40 — 2,3-диметилгексан; 41 — 2,3-метилэтилпентан

зия и др. При химических методах анализа используются процессы катализа, изомеризации и т. д. Из физико-химических методов применяются спектрометрия, рефрактометрия, газовая и жидкостная хроматография, калориметрия и др.

Определение физико-химических характеристик исследуемых нефтей проводится в соответствии с методами, предусмотренными ГОСТами.

Подробное описание методов исследования нефтей, фракций и нефтепродуктов приводится в литературе (Б. М. Рыбак, 1962 г.; С. Н. Павлова, З. В. Дриацкая, 1955, 1957 гг.; Н. Н. Безингер, Г. Д. Гальперн, Т. И. Овечкин, 1960 г.; А. И. Богомолов, Л. И. Хотынцева, 1966 г.).

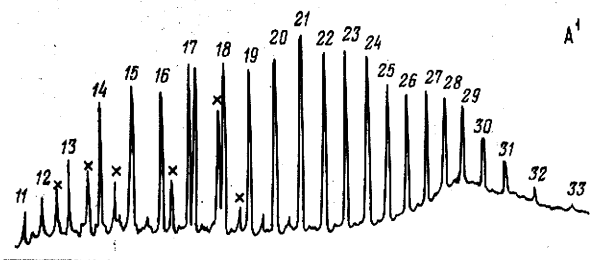
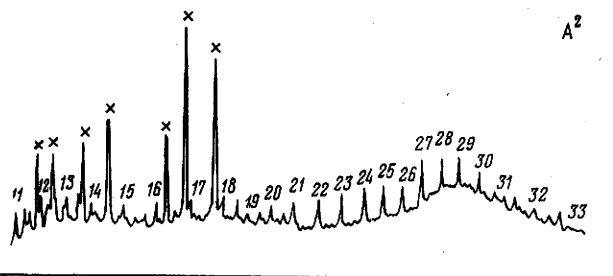
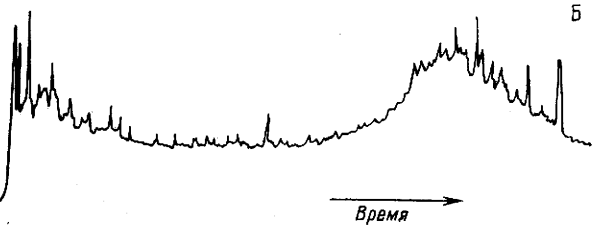
В последнее время широкое и повсеместное распространение получили методы хроматографического разделения. Для газохроматографического анализа нефтяного газа используется, как правило, не менее двух аналитических колонок, заключенных в одном или двух хроматографах.

В ряде работ предложен метод разделения газов в трех хроматографических колонках из одной газовой пробы с получением трех хроматограмм: на первой записываются общий пик метана, кислорода, азота и отдельные пики компонентов от этана до гептана включительно; вторая снимается с целью определения углекислого газа и сероводорода, а также получения пиков этана и пропана; третья содержит пики кислорода, азота и метана. Расчет состава газов по параметрам трех хроматограмм производится на ЭВМ. Типичные хроматограммы нефтяных газов приведены на рис. 2.1.

В зависимости от типа адсорбента, жидкой фазы, условий хроматографирования, цели анализа можно изменять порядок разделения компонентов газовой смеси в колонках и соответственно порядок проявления их на хроматограмме. Например, при 40 °С изобутан элюируется из колонки с молекулярным ситом 0,5 нм после метана, при 56 °С — между азотом и метаном, при 79 °С — между кислородом и азотом, а при 100 °С — одновременно с кислородом.

Исследования УВ, входящих в состав бензиновых фракций, ранее

тан; 42 — 2,3,3-триметилпентан; 43 — 2-метилгептан; 44 — 4-метилгептан; 45 — 1,1,2-триметилциклопентан; 46 — 3,4-диметилгексан; 47 — 3-метилгептан; 48 — 3-этилгексан; 49 — *цис*, *цис*-1,2,4-триметилциклопентан; 50 — *цис*, *транс*-1,2,4-триметилциклопентан; 51 — 1,1,3,3-тетраметилциклопентан; 52 — *цис*, *транс*-1,2,3-триметилциклопентан; 53 — *транс*-1,4-диметилциклогексан; 54 — *цис*-1,3-диметилциклогексан; 55 — 1,1-диметилциклогексан; 56 — *цис*-1,3-метилэтилциклопентан; 57 — *транс*-1,3-метилэтилциклопентан; 58 — *транс*-1,2-метилэтилциклопентан; 59 — *н*-октан; 60 — 1,1-метилэтилциклопентан; 61 — *транс*, *транс*, *транс*-1,2,3,4-тетраметилциклопентан; 62 — *транс*-1,2-диметилциклогексан; 63 — *транс*-1,3-диметилциклогексан; 64 — *цис*-1,4-диметилциклогексан; 65 — 2,3,5-триметилгексан; 66 — 2,2-диметилгептан; 67 — 2,4-диметилгептан; 68 — 2,4-метилэтилгексан; 69 — 2,6-диметилгептан; 70 — 1,1-диметил-3-этилциклопентан; 71 — 2,5-диметилгептан; 72 — 3,5-диметилгептан; 73 — *н*-пропилциклопентан; 74 — *цис*-1,2-диметилциклогексан; 75 — 3,3-диметилгептан; 76 — этилциклогексан; 77 — этилбензол; 78 — *транс*, *транс*, 1,4-диметил-2-этилциклопентан; 79 — 1,1,3-триметилциклогексан; 80 — 1,1,4-триметилциклогексан; 81 — *цис*, *цис*-1,3,5-триметилциклогексан; 82 — *транс*-1,2-диметил-3-этилциклопентан; 83 — 2,3-диметилпентан; 84 — *н*-ксилол; 85 — 4-этилпентан; 86 — *н*-ксилол; 87 — 3,4-диметилгептан; 88 — 4-метилоктан; 89 — *цис*, *транс*, *цис*-1,2,3,4-тетраметилциклопентан; 90 — 2-метилоктан; 91 — 3-этилгептан; 92 — *транс*, *цис*-1,2,4-триметилциклогексан; 93 — *цис*, *транс*-1,3,5-триметилциклогексан; 94 — 3-метилоктан; 95 — не идентифицирован; 96 — *о*-ксилол; 97 — сумма нафтенов; 98 — *транс*, *цис*-1,2-диметил-3-этилциклопентан; 99 — *транс*; *транс*-1,2,4-триметилциклогексан; 100 — *транс*-1,2-метилпропилциклопентан; 101 — *транс*, *транс*-1,2,3-триметилциклогексан; 102—105 — нафты; 106 — *н*-нонан

A¹A²

Б

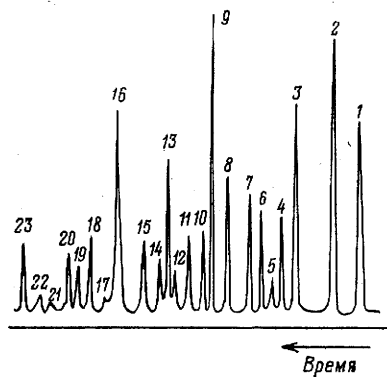
←
Время

Рис. 2.4. Хроматограммы ароматических УВ (Л. В. Колесникова, 1971 г.)
 1 — бензол; 2 — толуол; 3 — этилбензол; 4 — *m*-ксилол; 5 — *p*-ксилол;
 6 — изопропилбензол; 7 — *o*-ксилол; 8 — *n*-пропилбензол; 9 — 1-метил-3-этилбензол; 10 — 1-метил-4-этилбензол; 11 — 1,3,5-триметилбензол;
 12 — изобутилбензол; 13 — 1-метил-2-этилбензол; 14 — *m*-цимол; 15 — *p*-цимол;
 16 — 1,2,4-триметилбензол; 17 — 1-метил-4-*n*-пропилбензол; 18 — 1-метил-3-*n*-пропилбензол; 19 — не идентифицирован; 20 — *n*-бутилбензол; 21 — 1,2-диэтилбензол; 22 — не идентифицирован; 23 — 1,2,3-триметилбензол

Рис. 2.3. Хроматограммы насыщенных УВ, выкипающих при температуре выше 200 °С, выделенных из нефтей различных химических типов (капиллярная колонка длиной 50 м, диаметром 0,25 мм, линейное программирование температуры от 100 до 300 °С со скоростью 2 °С/мин). По Ал. А. Петрову, 1974 г.

Типы нефтей: А¹ — метановые; А² — метано-нафтеновые; Б — нафтеновые. Цифры — число атомов углерода в *n*-алканах, крестиком отмечены изопреноидные алканы (в нефтях типа Б алканы отсутствуют)

осуществляющиеся классическими методами выделения отдельных компонентов из узких фракций нефтей с последующим спектральным анализом, в настоящее время проводятся методами газожидкостной хроматографии (ГЖХ), принятыми в качестве основных при определении группового индивидуального состава бензинов при химическом и геохимическом изучении нефтей. Пример хроматограммы фракции н. к.—150 °С приведен на рис. 2.2. ГЖХ используется и для изучения высокомолекулярных метановых (нормального и изостроения), би-, три- и полициклических нафтеновых и ароматических УВ (рис. 2.3, 2.4).

§ 2. Нефти

Строение и свойства нефтей

Нефти состоят из УВ и неуглеводородных компонентов, таких, как сера, кислород и азот, а также содержат металлоорганические соединения. Обычно УВ различных классов являются главными составляющими нефтей и их содержание превышает 75 %. Встречаются нефти, преимущественно легкие, состоящие из одних УВ, но есть и такие, где до 65 % приходится на долю гетероатомных, главным образом серосодержащих соединений.

Выделенные из различных нефтей УВ принадлежат к трем главным классам (рис. 2.5, 2.6, 2.7): метановые (алканы, парафины), нафтеновые (циклопарафины, цикланы) и ароматические (арены).

В зависимости от числа атомов углерода в молекуле, их взаимного расположения, числа колец и характера их сочленения метановые (начиная с C_4H_{10}), нафтеновые (с C_6H_{12}) и ароматические (с C_8H_{10}) УВ образуют изомеры, число которых возрастает с увеличением числа атомов С в молекуле. Например, для УВ с десятью атомами С в молекуле возможно существование 75 изомеров ряда метана и около 250 моноциклических нафтенов. Значительное число изомеров и индивидуальных УВ присутствует в нефтях (табл. 2.1).

Углеводородный состав нефтей. Различают групповой состав бензиновых фракций нефтей и конденсата и структурно-групповой (кольцевой) состав фракций, выкипающих выше 250 °С. Групповой состав бензиновых фракций ранее определялся методом максимальных анилиновых точек, основанным на различной растворимости в анилине метановых, нафтеновых и ароматических УВ. В настоящее время наиболее точным и информативным является метод ГЖХ фракций н. к.—122 °С, 122—150 °С и 150—200 °С. Наиболее простой метод определения структурно-группового состава это «метод $n-d-M$ », с помощью которого по фракциям устанавливаются плотность d , показатель преломления n , молекулярная масса M и рассчитывается распределение атомов углерода в молекулах ароматических, нафтеновых и метановых УВ (C_a , C_n , C_{ll}) и содержание колец (K_a , K_v , K_o) в усредненной молекуле каждой фракции. Расчет проводится по формулам или номограммам (К. Ван-Нес, Х. Ван-Вестен, 1954 г.).

Для детального исследования группового и структурно-группового состава нефтяных фракций используются новейшие методы физического и

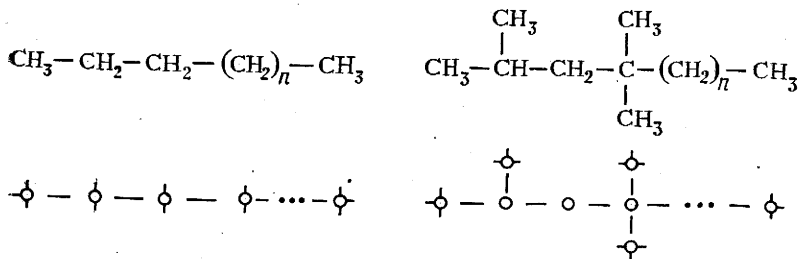


Рис. 2.5. Метановые УВ

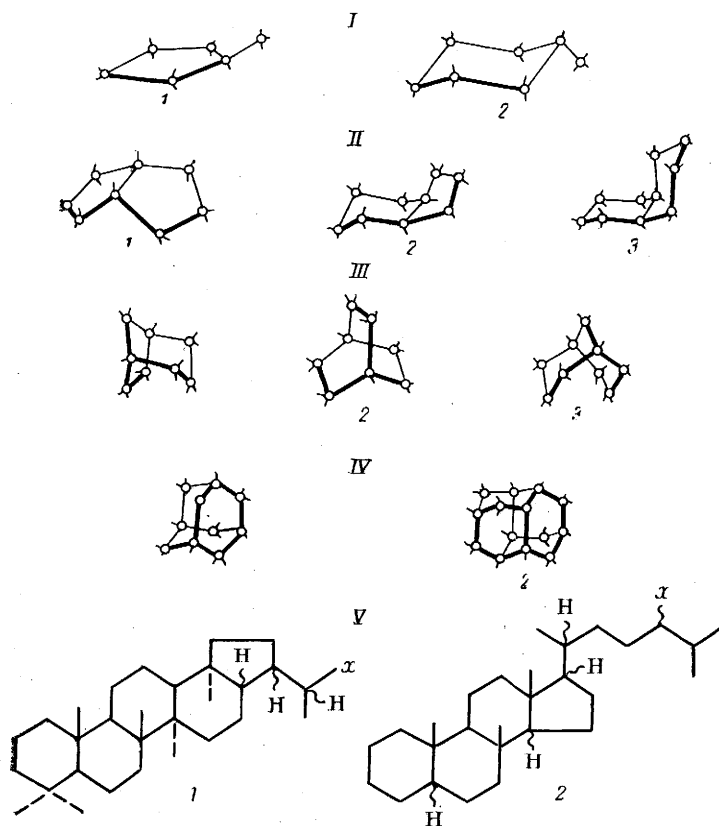
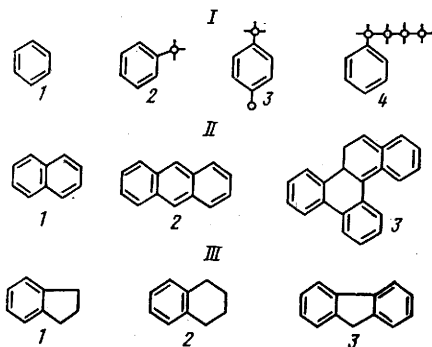


Рис. 2.6. Нафтеновые УВ

I — моноциклические: 1 — метилциклопентан; 2 — метилциклогексан; *II* — бициклические конденсированные: 1 — *цис*-бицикло(3,3,0)октан (пенталан), 2 — *цис*-бицикло(4,3,0)нонан (гидриндан); 3 — *цис*-бицикло(4,4,0)декан (декалин); *III* — бициклические мостиковые: 1 — бицикло(3,2,1)октан; 2 — бицикло(2,2,2)октан; 3 — бицикло(3,3,1)нонан; *IV* — три- и полициклические: 1 — трицикло(3,3,1,1^{3,7})декан, (адамантан); 2 — пентацикло(7,3,1,1,4,12^{0,27}06,11)тетрадекан (конгрессан); *V* — гопаны и стераны: 1 — гопаны; 2 — стераны (*x* — водород или алкильный радикал CH_3 , C_2H_5 и др.)

Рис. 2.7. Ароматические УВ

I — моноциклические: 1 — бензол; 2 — толуол; 3 — *p*-ксилол; 4 — *n*-бутилбензол; *II* — би- и полициклические: 1 — нафталин; 2 — антрацен; 3 — 5,6-бензохризен; *III* — гибридные: 1 — индан; 2 — тетралин; 3 — флуорен



физико-химического разделения — адсорбционная хроматография на силикагеле, окиси алюминия, цеолитах и других адсорбентах, аддуктообразование с карбамидом, тиокарбамидом, гелпроникающая фильтрация, термодиффузия, препаративная ГЖХ и ряд других методов. При этом выделяют нормальные и разветвленные алканы, ароматические УВ с дифференциацией их на моно-, би- и полициклические системы, нафтеновые УВ с различным числом колец.

В основе химических методов исследования группового состава фракций лежат химические реакции превращения трудноанализируемых УВ

на основе химических методов исследования группового состава фракций лежат химические реакции превращения трудноанализируемых УВ

Таблица 2.1

Главные гомологические ряды и количество индивидуальных УВ, идентифицированных в нефтях [53]

Углеводороды	Гомологический ряд	Число атомов С в молекуле	Число идентифицированных индивидуальных УВ
Метановые <i>n</i> -алканы изоалканы	C_nH_{2n+2}	1—45	45
	C_nH_{2n+2}	4—7	15
	C_nH_{2n+2}	8—9	47
	C_nH_{2n+2}	10—11	10
	C_nH_{2n+2}	12—25	16
изопреноиды			
Нафтеновые моноциклические	C_nH_{2n}	5—7	10
	C_nH_{2n}	8—9	53
	C_nH_{2n}	10—12	23
бициклические	C_nH_{2n-2}	8	5
	C_nH_{2n-2}	9—12	20
трициклические	C_nH_{2n-4}	10—13	
	C_nH_{2n-6}		5
тетра- и пентациклические	C_nH_{2n-4}	14—30	4
Ароматические моноциклические бициклические	C_nH_{2n-6}	6—12	57
	C_nH_{2n-12}	10—16	42
	C_nH_{2n-14}	12—15	15
	C_nH_{2n-16}	15—16	7
трициклические	C_nH_{2n-18}	14—16	14
	C_nH_{2n-24}	16—18	10
тетра- и пентациклические Нафтено-ароматические	—	9 и более	34

(или их смесей) в УВ (или смеси), анализ которых уже не представляет особых трудностей. К таким реакциям относятся жидкофазное дегидрирование шестичленных нафтенов, селективная изомеризация и дегидроизомеризация УВ с пятичленными кольцами, равновесная (конфигурационная и структурная) изомеризация [44]. Эти методы особенно эффективны при исследовании строения пятичленных нафтенов, которые путем изомеризации и последующего дегидрирования переводятся в шестичленные нафтены, а затем в ароматические УВ. Используя закономерности превращения УВ при этих процессах, можно с большой степенью достоверности установить структурные особенности исходных УВ. Идентификация выделенных УВ производится с использованием методов ГЖХ, ядерно-магнитного резонанса, молекулярной спектроскопии, а также масс-спектрометрии.

Фракционный состав. Фракционированием называется разделение нефти, конденсата или их составляющих на смеси более простого состава. Целью исследований является фракционирование УВ одного класса на узкие группы, разделение УВ в пределах одного класса на структуры с разным расположением алкильных и циклических заместителей и в конечном итоге (при дальнейшем совершенствовании методов разделения и используемой при этом аппаратуры) выделение индивидуальных соединений.

Простейшим методом фракционирования, дающим первые представления о природе углеводородного флюида, находящегося в жидком состоянии, является разделение по температуре кипения, т. е. перегонка и ректификация. Так возникло понятие о фракционном составе как о содержании (по объему или по массе) отдельных фракций, выкипающих в определенных температурных интервалах (преимущественно для нефтей) или до определенной температуры (преимущественно для конденсатов). Для таких продуктов, вырабатываемых из нефтей, как автомобильные и авиационные бензины, керосины и дизельные топлива различных марок, нормируются: температура начала кипения; температуры, при которых отгоняется 10, 50, 90 и 97,5 % от загрузки; остаток, %; температура конца кипения. При всем разнообразии УВ, содержащиеся в нефти, выкипают не более чем на 50 % до 300 °С, в конденсатах — на 65—100 %. Флюиды, в которых фракция н. к.— 300 °С содержится в количестве 50—65 %, относятся к нефтеконденсатным смесям. В среднем до 25 % нефти приходится на фракции, выкипающие в интервале 250—350 °С, в конденсатах — при 150—250 °С. В нефтях этот максимум не сохраняет постоянного положения по шкале температур: для высокоциклических нефтей он сдвигается в сторону более высоких температур, для метановых — в сторону более низких.

Плотность нефтей. В СССР плотность нефтей пересчитывается на плотность при температуре 20 °С и соотносится с плотностью воды при 4 °С, принятой за 1 (относительная плотность).

Плотность характеризует качество и определенным образом состав нефти и ее фракций, так как УВ различных классов при одном и том же количестве атомов С в молекуле обладают разной плотностью, увеличивающейся от метановых к нафтовым и ароматическим структурам. На

плотность нефтей влияет и содержание в них смолисто-асфальтеновых компонентов.

Вязкость углеводородов и нефтей. Вязкостью, или внутренним трением, называют свойство частиц газов или жидкости оказывать сопротивление взаимному перемещению. Коэффициент динамической вязкости η определяется по формуле

$$\eta = \frac{F}{S \frac{\Delta v}{\Delta n}},$$

где F — сила внутреннего трения; S — площадь соприкосновения движущихся слоев; $\Delta v/\Delta n$ — градиент скорости, направленный перпендикулярно к движущимся слоям. В системе СИ единица динамической вязкости определяется как вязкость среды, в которой при градиенте скорости $1 \text{ м}/(\text{с} \cdot \text{м})$ на 1 м^2 слоя действует сила трения, равная 1 Н . Коэффициент кинематической вязкости ν ($\text{м}^2/\text{с}$) равен отношению η к плотности.

Вязкости жидкостей обычно сравнивают при какой-либо постоянной температуре, выбранной или из соображений удобства измерения (например, $18, 20, 25 \text{ }^\circ\text{C}$), или в соответствии с условиями применения жидкости (например, $100 \text{ }^\circ\text{C}$ для минеральных масел). Как видно из табл. 2.2, алифатические УВ с одной изогруппой имеют меньшую вязкость, чем соответствующие нормальные соединения. По мере увеличения числа изогрупп и их длины вязкость растет. У соединений с сильно разветвленными цепями она больше, чем у УВ с прямыми цепями. Вязкость возрастает в ряду: УВ с нормальными цепями \rightarrow ароматические УВ \rightarrow нафтеновые УВ. Присоединение к циклическим соединениям алкильных заместителей увеличивает их вязкость, причем тем больше, чем сильнее разветвлен заместитель (например, вязкость *n*-бутилциклогексана $9,1 \text{ Па} \cdot \text{с}$, изобутилциклогексана $7,2 \text{ Па} \cdot \text{с}$). Важно также положение заместителя: вязкость УВ с заместителями в ортоположении наибольшая, в метаположении — наименьшая. Исследования показывают, что кинематическая вязкость полициклических УВ возрастает с увеличением числа циклов и их гидрированности.

Температура является наиболее важным физическим фактором, от которого зависит вязкость жидкости. Эту зависимость выражают соотношением вязкостей жидкости при двух выбранных температурах. Для моторных масел во многих стандартах принято отношение ν_{50}/ν_{100} .

Вязкость жидкостей увеличивается с ростом давления. В гомологических рядах УВ влияние давления на вязкость повышается при увеличении длины углеводородной цепи. Изменение давления в большей степени сказывается на вязкости изосоединений, чем нормальных УВ. Та же картина наблюдается и при сравнении вязкости циклических и алифатических соединений.

Так как нефть является смесью УВ и неуглеводородных соединений (смола, асфальтенов), ее вязкость обусловлена групповым углеводородным составом, количеством и строением гетеросоединений, содержанием твердого парафина.

Таблица 2.2

Вязкость углеводородов

Углеводороды	Вязкость (10 Па·с) при температуре, °С			
	0	20	50	100
Метановые УВ				
<i>n</i> -Бутан (C ₄ H ₁₀)	0,207	0,172	0,137	0,102
<i>n</i> -Пентан (C ₅ H ₁₂)	0,282	0,231	0,1305	0,130
<i>n</i> -Гексан (C ₆ H ₁₄)	0,398	0,319	0,2415	0,1675
<i>n</i> -Гептан (C ₇ H ₁₆)	0,520	0,411	0,3048	0,1977
<i>n</i> -Октан (C ₈ H ₁₈)	0,7015	0,5395	0,3845	0,243
<i>n</i> -Нонан (C ₉ H ₂₀)	0,969	0,709	0,487	0,3055
<i>n</i> -Декан (C ₁₀ H ₂₂)	1,296	0,907	0,6015	0,357
<i>n</i> -Додекан (C ₁₂ H ₂₆)	2,239	1,466	0,9015	0,501
<i>n</i> -Тетрадекан (C ₁₄ H ₃₀)	—	2,178	1,259	0,661
<i>n</i> -Гексадекан (C ₁₆ H ₃₄)	6,194	3,516	1,8538	0,927
<i>n</i> -Октадекан (C ₁₈ H ₃₈)	—	4,529	2,344	1,023
2-Метилпентан (C ₆ H ₁₄)	0,3735	0,2985	0,2260	—
3-Метилпентан (C ₆ H ₁₄)	0,3940	0,3220	0,2465	—
2,3-Диметилбутан (C ₆ H ₁₄)	0,4945	0,3835	—	—
2-Метилгексан (C ₇ H ₁₆)	0,4765	0,3810	0,2825	0,1815
2,2,3-Триметилбутан (C ₇ H ₁₆)	0,8015	0,5915	—	—
2,2,4-Триметилпентан (C ₈ H ₁₈)	0,6470	0,5025	0,3590	0,2270
2,7-Диметилоктан (C ₁₀ H ₂₂)	1,047	0,8205	0,5755	0,3595
2,11-Диметилдодекан (C ₁₄ H ₃₀)	2,630	1,531	0,851	0,4365
2-Метилгептадекан (C ₁₈ H ₃₈)	7,638	3,963	1,919	0,875
3-Этилоктадекан (C ₂₀ H ₄₂)	11,610	5,598	2,553	1,089
2-Метилтрикозан (C ₂₄ H ₅₀)	18,900	13,230	4,550	1,629
Нафтеновые УВ				
Циклопентан (C ₅ H ₁₀)	0,556	0,4375	0,3245	0,2119
Метилциклопентан (C ₆ H ₁₂)	0,647	0,501	0,3615	0,2345
Этилциклопентан (C ₇ H ₁₄)	0,7415	0,569	0,4110	0,2685
1,3-Диметилциклопентан (C ₇ H ₁₄)	0,622	0,508	0,3655	0,2380
<i>n</i> -Пропилциклопентан (C ₈ H ₁₆)	0,9035	0,694	0,4910	0,312
<i>n</i> -Бутилциклопентан (C ₉ H ₁₈)	1,202	0,892	0,6095	0,3715
Циклогексан (C ₆ H ₁₂)	1,455	0,9865	0,4945	0,332
Метилциклогексан (C ₇ H ₁₄)	0,991	0,728	0,5715	0,309
Этилциклогексан (C ₈ H ₁₆)	1,161	0,8375	0,625	0,350
<i>n</i> -Пропилциклогексан (C ₉ H ₁₈)	1,403	0,993	0,474	0,3945
<i>n</i> -Бутилциклогексан (C ₁₀ H ₂₀)	0,910	1,30	0,7905	0,473
Цетилциклогексан (C ₂₂ H ₄₄)	—	14,950	—	—
Декалин (C ₁₀ H ₁₈)	4,169	2,630	1,466	0,782
Дициклопентил (C ₁₀ H ₁₈)	1,923	1,403	0,9185	0,560
Циклогексилциклопентан (C ₁₁ H ₂₀)	4,645	2,723	1,469	0,790
Дициклогексил (C ₁₂ H ₂₂)	7,413	4,027	1,955	0,982
Дициклогексилэтан (C ₁₄ H ₂₆)	17,990	8,128	3,266	1,409
Ароматические УВ				
Бензол (C ₆ H ₆)	0,9015	0,6515	0,4305	0,257
Толуол (C ₇ H ₈)	0,764	0,5835	0,4170	0,2665
Этилбензол (C ₈ H ₁₀)	0,877	0,668	0,4785	0,3050
о-Ксилол (C ₈ H ₁₀)	1,102	0,813	0,556	0,3445

Углеводороды	Вязкость (10 Па·с) при температуре, °С			
	0	20	50	100
<i>m</i> -Ксилол (C ₈ H ₁₀)	0,8015	0,6165	0,4445	0,2885
<i>p</i> -Ксилол (C ₈ H ₁₀)	0,8455	0,6425	0,458	0,291
<i>n</i> -Пропилбензол (C ₉ H ₁₂)	1,178	0,859	0,589	0,362
<i>n</i> -Бутилбензол (C ₁₀ H ₁₄)	1,478	1,050	0,7015	0,420
Гексадецилбензол (C ₂₂ H ₃₆)	—	10,900	4,750	—
Инден (C ₉ H ₈)	2,938	1,816	1,052	0,595
Тетралин (C ₁₀ H ₁₂)	3,606	2,234	1,256	0,698
Нафталин (C ₁₀ H ₈)	—	2,483	1,422	0,761
1-Метилнафталин (C ₁₁ H ₁₀)	6,109	3,334	2,679	0,867
2-Метилнафталин (C ₁₁ H ₁₀)	—	2,564	1,361	0,721
Фенилциклопентан (C ₁₁ H ₁₄)	2,667	1,788	1,086	0,647
Дифенил (C ₁₂ H ₁₀)	—	3,933	1,959	0,960
Фенилциклогексан (C ₁₂ H ₁₆)	3,681	2,377	1,380	0,752
Дибензил (C ₁₄ H ₁₄)	—	4,624	2,198	1,064
Диизобутилнафталин (C ₁₈ H ₂₄)	—	47,21	8,511	2,249

Сернистые, кислородные, азотистые соединения нефти. Металлы в нефти. Содержание неуглеводородных компонентов в нефтях может меняться в широких пределах: серы в среднем 0,01—0,1 % (до 8 % в сернистых и высокосернистых нефтях), азота 0,04—0,6 % (до 1,7 % в единичных нефтях), кислорода 0,2—7 %. Суммарное содержание остальных неуглеводородных элементов в нефтях обычно менее 1 %, причем большая часть приходится на долю ванадия.

Рост содержания гетероатомных компонентов с увеличением молекулярной массы фракций идет одновременно для всех трех классов соединений, вследствие этого легкие нефти, как правило, бедны гетеросоединениями, тяжелые — богаты (рис. 2.8).

В нефтях идентифицировано около 250 индивидуальных сернистых соединений, которые представлены меркаптанами, сульфидами, дисульфидами, тиофенами, бензотиофенами и др. Меркаптаны встречаются только в легких фракциях бензина и отчасти керосина. Сульфиды могут присутствовать во всех фракциях нефти и содержат углеводородные радикалы различной структуры. В нефтях были идентифицированы сульфиды с алифатическими C₄—C₁₄ и циклическими C₇—C₉ радикалами. Циклические сульфиды — главные сернистые компоненты в керосиновых и легких газойлевых фракциях. Дисульфиды содержат два атома серы в молекуле. Количество дисульфидов незначительно в легких и средних фракциях нефти, но по мере увеличения молекулярной массы содержание этих структур возрастает. Смолисто-асфальтеновые компоненты могут содержать два и три атома серы в молекуле. На долю тиофеновых и тиофено-полициклических сернистых соединений в нефтях приходится от 45 до 92 % количества серосодержащих компонентов. В ароматических фракциях сульфиды и тиофены концентрируются преимущественно в полиароматических соединениях.

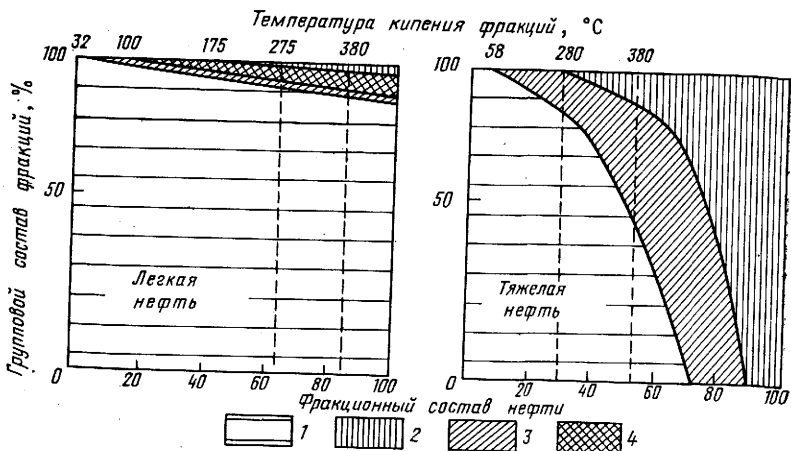


Рис. 2.8. Распределение гетеросоединений в нефтях. По В. А. Соколову, М. А. Бестужеву, Т. В. Тихомоловой, 1972 г.
 1 — УВ; гетеросоединения: 2 — азотсодержащие; 3 — кислородные; 4 — сернистые

Высокосернистые нефти могут залегать в отложениях широкого стратиграфического и гипсометрического диапазонов — от плиоцена до девона, на глубинах от первых сотен метров до 3,5 км (табл. 2.3).

Л. А. Анисимов (1977 г.) по литолого-фациальным признакам выделил три типа отложений, содержащих высокосернистые нефти: сульфатно-карбонатные комплексы (Восточно-Европейская и Северо-Американская платформы, Месопотамская впадина, некоторые районы Западной Европы); терригенные отложения (бобриковский горизонт Волго-Уральской области, меловые отложения зоны Персидского залива); терригенные комплексы преимущественно континентального генезиса (Западно-Канадский бассейн, Венесуэла).

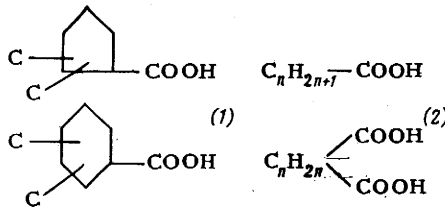
Азотистые компоненты нефти принадлежат к разным классам: соединения основного характера относятся к ряду пиридина, хинолина, изохинолина и их производных, компоненты с пиррольными циклами входят в группы пиррола, индола, карбазола и бензокарбазола. При количестве азота в нефтях до 1 % общее массовое содержание азотистых соединений не превышает 10 % и только иногда достигает 15 %. Большая часть азотистых компонентов содержится в высококипящих фракциях и остатках. В общем количество азотистых соединений выше в нефтях с повышенным содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов и уменьшается с увеличением возраста нефти или степенью ее превращенности.

Кислородные соединения представлены в нефтях органическими кислотами, фенолами, кетонами и эфирами, а также лактонами, ангидридами и гетероциклическими фурановыми производными. М. А. Бестужевым кислоты, входящие в состав нефти, названы «нефтяными». Это вызвано тем, что в нефтях обнаружены не только нафтеновые кислоты

Характеристика месторождений высокосернистых нефтей
(Л. А. Анисимов и др., 1977 г.)

Месторождение	Возраст отложений	Глубина, м	Литология	Плотность нефти, кг/м ³	Массовое содержание серы, %
Санта-Мария-Валли (США)	Плиоцен	1000	Песчаники	953	4,50
Зубейр (Ирак)	Миоцен	500	Известняки	935	5,60
Боскан (Венецуэла)	Эоцен	1800—2700	Песчаники	1000	5,30
Патоси (Албания)	Палеоген	1500—1700	То же	930—1000	5,62
Вафра (Кувейт)	Альб	1010	»	910	3,12
Сафания (Саудовская Аравия)	»	1200	Известняки	890	3,30
Западно-Сургутское (СССР)	Валанжин	2300	Песчаники	889	3,05
Надлендзель (ВНР)	Мел	2400	Известняки	948	3,30
Судовая Вишня (СССР)	Юра	1780	То же	1014	7,47
Джела (Италия)	Триас	3300	Доломиты	1019	7,89
Ельское (СССР)	Девон	2437—2450	Песчаники	911	5,5

(1), где в качестве радикала присутствуют циклические соединения (циклопентаны, циклогексаны), но и одно- и двухосновные кислоты (2):



Содержание кислот в нефтяных фракциях увеличивается от легких дистиллятов к более тяжелым, достигая максимума во фракциях с молекулярной массой 310—350. С точки зрения структурных особенностей нефтяных кислот наблюдается определенная закономерность: низкокипящие кислоты до C_6 представлены исключительно кислотами жирного ряда; по мере повышения температуры кипения во все больших количествах появляются нафтеновые кислоты, которые, начиная с C_{13} , содержат би- и полициклические радикалы; кислоты алифатического ряда нормального и изопреноидного строения присутствуют в тяжелых газойлевых фракциях, но в меньших количествах, чем нафтеновые кислоты. Общее содержание фенолов в нефтях составляет примерно 0,1—0,2 % и распростра-

нены они в основном в смолистых нефтях. Кроме фенола и трех крезолов в нефтях установлено присутствие ксиленолов и β -нафтола. Кетоны от C_2 до C_5 выделены из конденсатов. Циклические кетоны обнаружены в высококипящих фракциях месторождения Уилмингтон (США). Эфиры в чистом виде в нефтях еще не установлены, об их присутствии судят по результатам спектроскопических исследований фракций или отдельных экстрактов.

Среди других неорганических элементов в нефтях в связанной форме присутствуют металлы — ванадий, никель, свинец, рений, железо и др. Содержание ванадия и никеля составляет 10—30 % зольного остатка. Наиболее обогащены этими элементами палеозойские нефти Волго-Уральской и Тимано-Печорской областей. Отношение V/Ni здесь изменяется от 1 до 3,72. Нефти мезозойско-кайнозойских отложений большинства регионов бедны ванадием и никелем и отношение V/Ni в них, как правило, меньше 1 (0,02—0,85). Содержание свинца колеблется в пределах $1 \cdot 10^{-7}$ — $5 \cdot 10^{-4}$ %, максимальное в нефтях составляет $1,48 \cdot 10^{-3}$ %. Л. А. Гуляева и С. А. Пуанова отмечают увеличение содержания свинца в нефти с возрастом вмещающих отложений. Предполагается, что свинец в нефти находится в виде устойчивого металлоорганического комплекса, возможно типа порфиринов. Содержание рения в нефтях колеблется от 0,005 до 0,2 г/т. В легких парафиновых нефтях количество рения обычно составляет 0,05—0,12 г/т, в тяжелых смолистых не превышает 0,01 г/т. Однако четкой зависимости между содержанием рения и свойствами нефтей пока не установлено.

Смолистые вещества, асфальтены. В нефтях, ее фракциях (начиная от керосиновых) и остатках от перегонки содержится группа гетероорганических высокомолекулярных соединений, объединяемых под общим названием смолисто-асфальтеновых веществ (табл. 2.4). В тяжелых высокосмолистых нефтях их содержание достигает 40 %, правда, такие нефти уже приближаются по составу к природным асфальтам. Смолисто-асфальтеновые соединения состоят из углерода, водорода (на долю которых приходится 80—95 % молекул) и кислорода. В них почти постоянно присутствуют также сера, азот и металлы.

В основу методов выделения, разделения и классификации смолисто-асфальтеновых веществ заложен принцип растворимости компонентов в разных растворителях. Выделяются четыре группы соединений: 1) карбоиды (нерастворимые в сероуглероде); 2) карбены (растворимые в сероуглероде, но нерастворимые в четыреххлористом углероде); 3) асфальтены (растворимые в сероуглероде и четыреххлористом углероде, но нерастворимые в низкокипящих предельных УВ, например в петролейном эфире); 4) мальтены (растворимые в низкокипящих предельных УВ), в эту группу входят смолы и масла.

Карбоиды и карбены внешне напоминают асфальтены, но отличаются от них ббльшим содержанием кислорода. В нефтях и их фракциях карбены и карбоиды не содержатся; в небольших количествах они имеются в гудроне, крекинг-остатках (за счет новообразования), природных и нефтяных асфальтах. Асфальтены представляют собой темные аморфные порошки плотностью более 1, с молекулярной массой от 1000 до 10 000

**Массовое содержание смолисто-асфальтовых веществ
в нефтях, %**

(С. Р. Сергиенко, 1964 г.)

Месторождения	Плотность нефти, кг/м ³	Смолы	Асфальтены	Смолы
				Асфальтены
Уч-Кизил	962	34,8	3,9	8,9
Калужское	955	20,0	0,5	40,0
Чусовское	954	18,0	5,4	3,3
Ярегское	947	18,1	3,7	4,9
Охинское	933	17,5	1,3	13,5
Бинагады	921	12,0	0,6	20,0
Хантингтон-Бич	897	19,0	4,0	4,8
Небитдаг	876	17,7	1,3	13,6
Доссор	862	2,0	0,0	—
Туймазы	852	10,9	3,9	2,8
Грозненское (нефть па- рафиновая)	844	4,5	0,9	5,0
Радченковское	840	2,0	Следы	—
Оклахома	821	2,5	0,2	12,5

(в среднем 5000). Обычное их содержание в нефти менее 1% и только в сильносмолистых, тяжелых нефтях достигает 3—4 и в исключительных случаях 10%. Смолы — полужидкие, иногда почти твердые темно-коричневые или черного цвета вещества плотностью около 1 с молекулярной массой 500—2000 (в основном 600—1000). Различают кислые и нейтральные смолы: к кислым относятся асфальтогеновые кислоты и их ангидриды, к нейтральным собственно смолы, используемые в химии и геохимии нефти как один из показателей физико-химических свойств нефтей. Их также называют силикагелевыми смолами по способу их выделения из нефтей.

Хотя индивидуальные соединения из смолисто-асфальтовых веществ до сих пор не выделены, анализ узких фракций этих компонентов показывает, что в их строении решающую роль играют конденсированные циклические структурные системы. Граница между смолами и асфальтенами проводится чисто условно по аналитическим признакам.

Классификация нефтей

Многообразие свойств нефтей не может быть отражено в единой классификации, которая учитывала бы все особенности нефтей и была бы одновременно приемлемой для химии, геохимии нефти и технологии ее переработки. Но, как отмечает В. А. Успенский, нужды теоретических исследований требуют параллельно с изучением генезиса нефти и ее производных вести работы над генетической классификацией, какой бы несовершенной она ни была на первых порах. Классификационная схема

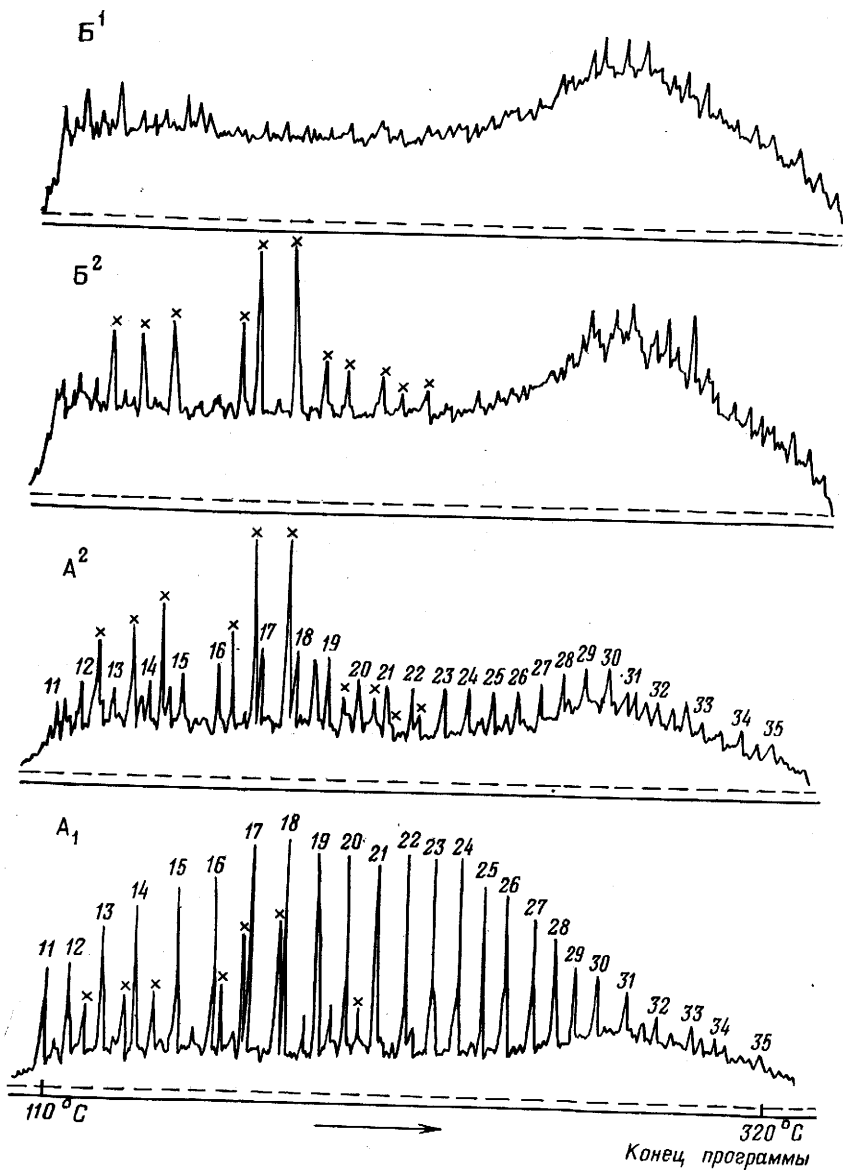


Рис. 2.9. Хроматограммы нефтей различных химических типов (средние данные по 300 нефтям месторождений СССР). По Ал. А. Петрову.

Нефти: Б¹, Б² — нафтеновые (Балаханы, скв. 128, и Сураханы, скв. 1616, кайнозой); А² — метано-нафтеновые (Котур-Тепе, скв. 62, кайнозой); А¹ — метановые (Самотлор, скв. 16, мезозой).

Цифры — число атомов углерода в n-алканах; изопреноидные алканы отмечены крестиком

на любом этапе исследований является лучшим организационным средством при разработке дальнейшего плана работ.

За более чем 70-летнюю историю классифицирования нефтей (начиная с работы Г. Гефера, 1908 г.) предложено много вариантов химической, генетической и технологической классификаций.

А. Ф. Добрянский ввел в схему классификации не только содержание УВ разных классов, но и некоторые химические и физические свойства нефтей (связанных последовательным рядом изменений, направленных в сторону их метанизации), выделив в общей сложности семь классов: три главных — ароматический, нафтенный и метановый и четыре промежуточных — ароматически-нафтенный, нафтенно-ароматический, нафтенно-метановый и метано-нафтенный. Наименование типа нефти начинается с УВ, содержащихся в наибольших количествах.

В. А. Успенским и О. А. Радченко выделено два основных типа нефтей (связанных переходными разностями), в которых доля неуглеводородных элементов выражается существенно различными величинами: 1) нефти, богатые серой, в которых сумма неуглеводородных элементов превышает 2—3 % и может достигать 8 % (в основном за счет серы); 2) нефти, бедные серой, в которых сумма неуглеводородных элементов не превышает 3 %, а обычно ниже этой величины. Эти типы нефтей делятся на классы, внутри которых выделяются группы с разной плотностью. В классы объединяются метановые, метано-нафтенные, метано-нафтенно-ароматические, нафтенно-ароматические, нафтенные нефти. Их плотность в классах меняется от 810 до 900 кг/м³.

Ал. А. Петров (1978 г.) предложил газохроматографический метод химической типизации нефтей на основе распределения в них реликтовых УВ — алканов нормального и изопреноидного строения. Тип нефти определяется по хроматограмме сырой нефти, снимаемой в режиме линейного программирования температуры с применением высокоэффективных капиллярных колонок. Выделено четыре основных химических типа нефтей (рис. 2.9): А¹, А², Б² и Б¹. Нефти типа А¹ можно отнести к метановым, А² — к метано-нафтенным, Б¹ и Б² — к нафтенным. Нефти типа А содержат нормальные алканы, в нефтях типа Б они отсутствуют. Нефти типов А² и Б² обладают относительно высокой концентрацией изопреноидных алканов.

Наиболее важным свойством нефтей типа А является ярко выраженная гомологичность углеводородного состава. Ал. А. Петровым экспери-

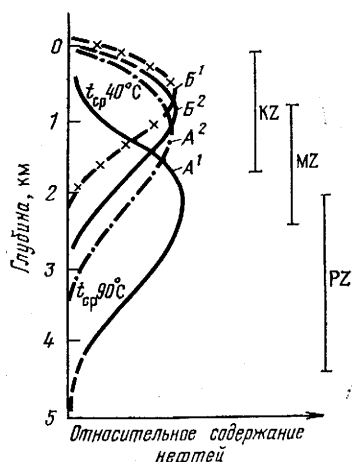


Рис. 2.10. Относительное распределение нефтей различных химических типов (А¹, А², Б¹, Б²) по глубине залегания и стратиграфическим комплексам (средние данные по 300 нефтям месторождений СССР). По Ал. А. Петрову, 1978 г.

ментальным путем была показана возможность постадийного биологического изменения нефтей (биодegradация) в направлении от типов А¹ к А² к В² и В¹.

Все типы нефтей встречаются в отложениях различного возраста (рис. 2.10) и нередко в пределах одного, обычно многопластового месторождения.

В. К. Солодков, В. С. Драгунская, В. Ф. Камьянов (1975 г.) классифицировали нефти также по величине соотношения нормальных и изопреноидных алканов, по их количественному распределению внутри группы и выделили десять типов нефтей.

В Советском Союзе официальной (технологической) классификацией является ГОСТ 912—66, характеризующий нефти по их производственно-товарным признакам и распространяющийся на нефти, из которых получают топлива для двигателей и масла.

Закономерности изменения состава нефтей

Существующий уровень знания химического состава нефти позволяет сформулировать некоторые общие положения, хорошо согласующиеся с принципами теории органического происхождения нефти.

Наиболее важными параметрами характеристики нефтей являются углеводородный и фракционный составы, содержание неуглеводородных элементов и смолисто-асфальтеновых веществ. Такие свойства, как плотность, вязкость и др., являются функцией этих параметров. Между свойствами нефтей существуют определенные закономерные связи. Так, более легкие нефти по фракционному составу обычно богаче метановыми УВ и беднее циклическими, особенно ароматическими. Нефти со значительной концентрацией нафтеновых и ароматических УВ в высококипящей части содержат меньше твердого парафина. Нефти с небольшим количеством смолисто-асфальтеновых компонентов содержат больше бензиновых фракций и парафина.

А. А. Карцев (1968 г.) составил сводку изменения группового состава фракций нефтей, выкипающих до 200 °С, в зависимости от геологического возраста (табл. 2.5).

Закономерным процессом при изменении группового состава нефтей является преобразование УВ в наиболее устойчивые формы соединений с минимально возможным в них запасом свободной энергии и максимальной энтропией, т. е. изменение происходит в сторону увеличения концентрации относительно термодинамически устойчивых УВ. От относительной термодинамической устойчивости УВ зависит, какие классы (или изомеры внутри класса) и в каком количестве могут содержаться в равновесной смеси. Чем больше термодинамическая устойчивость данного УВ, тем больше его концентрация в равновесной смеси, тем вероятнее можно ожидать его появления в самой нефти.

Однако следует помнить, что нефти в общем термодинамически неравновесные смеси УВ. И в качестве примера, подтверждающего это положение, можно привести распределение циклопентановых и циклогексановых УВ в нефтях и равновесных (модельных) смесях. В равновесной

Средний групповой состав фракций, выкипающих до 200 °С
(по А. А. Карцеву, 1968 г.)

Возраст	Содержание, %				
	Арены	Цикланы	Метановые УВ		
			n-Алканы	Изоалканы	Σ алканов
Кайнозой	17	49	9	25	34
Мезозой	9	27	30	34	64
Палеозой	11	21	32	36	68

смеси нафтенов состава C_8H_{16} при температурах 295, 400, 500 и 600 К количество циклопентанов составляет соответственно 0,7; 9,1; 31 и 40 %, циклогексанов — 99,3; 90,9; 69 и 60 %, т. е. с увеличением температуры количество УВ с пятью атомами С в молекуле увеличивается. В нефтяных залежах, приуроченных к одному стратиграфическому комплексу, но расположенных на разных глубинах, отмечается снижение доли циклопентановых УВ в сумме нафтенов с увеличением температуры пласта при одновременном уменьшении общего количества нафтенов. Это характерно и для нефтей разновозрастных отложений — чем древнее нефти, тем меньше в них циклопентановых структур.

Далеки от равновесных соотношений и концентрации алканов в нефтях. Из 30 исследованных Р. Мартином, Ал. А. Петровым, Э. К. Брянской нефтей в 21 количество нормальных алканов намного превышает их равновесное содержание при температуре 100—300 °С.

Как было отмечено Б. Ле (1967 г.), распределение разветвленных УВ, содержащих четное число атомов С, существенно отличается от распределения изопарафинов с нечетным числом углеродных атомов. Как показано выше, у алканов состава C_6 содержание метилпентана с метильной группой при втором атоме С больше (в среднем в 2 раза) количества соответствующего УВ при третьем углеродном атоме. Для изопарафинов C_7 это соотношение обратное: содержание 2-метилгексана меньше, чем 3-метилгексана. Эта закономерность соблюдается для 2- и 3-метилпептанов и 2- и 3-метилоктанов и распространяется на все бензины, независимо от глубины залегания нефти, термодинамических условий и литологической характеристики вмещающих пород.

Общие закономерности распределения изомеров в нефтях различного типа рассмотрены Ал. А. Петровым [43], влияние геологических факторов — В. К. Шиманским (1967 г.) (табл. 2.6, 2.7).

Своеобразное распределение изомеров наблюдается в диметилалканах. Так, в УВ состава C_7 и C_9 заметно преобладание 2,3-диметилалканов, содержание которых среди УВ состава C_8 и C_{10} относительно меньше. В алканах C_{10} место 2,3-диметилоктана занимают 2,6-диметилоктан и 2-метил-3-этилпептан, вместе составляющие до 75 % всех двузамещенных структур данного состава.

Зависимость средних соотношений между гексанами в нефтях от тектонического положения и возраста вмещающих пород (В. К. Шиманский, 1967 г.)

Возраст вмещающих пород	Содержание, % от суммы гексанов					Метилпентаны
	n-Гексан	2-Метилпентан	3-Метилпентан	2,2-Диметилбутан	2,3-Диметилбутан	Диметилбутаны
Геосинклинальные области						
Кайнозой	39,7	24,7	20,1	4,1	11,4	2,9
Мезозой	54,1	20,5	17,2	1,9	6,3	4,6
Платформенные области						
Мезозой	36,7	28,6	20,0	4,9	2,9	3,2
Палеозой						
верхний	38,2	28,2	25,9	1,5	6,2	7,0
средний	52,7	26,1	16,6	0,8	3,8	9,0
нижний	55,8	24,0	16,2	0,5	3,5	10,1

Одним из важных открытий в области химии нефти явилось обнаружение в нефтях изопреноидных (изопреновых) алифатических УВ. К ним относят 2,6-диметилалканы (состава C_9-C_{14}), 2,6,10-триметилалканы (состава $C_{14}-C_{19}$), 2,6,10,14-тетраметилалканы (состава $C_{19}-C_{24}$), 2,6,10,14,18-пентаметилалканы и т. д. К изопреноидным УВ относят также 3,7-диметилалканы (состава $C_{11}-C_{14}$) и 3,7,11-триметилалканы (состава $C_{16}-C_{19}$), а также другие близкие по типу структуры,

Установлено, что по мере увеличения глубины залегания нефтей концентрация изопреноидных УВ сначала увеличивается, а затем, достигнув максимума, начинает уменьшаться. Несколько иначе изменяется в нефтях концентрация n-алканов (рис. 2.11).

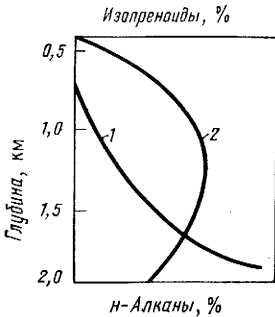


Рис. 2.11. Связь между глубиной залегания нефти и концентрацией нормальных (1) и изопреноидных (2) алканов (Н. А. Еременко, Ал. А. Петров, И. И. Аммосов, Ф. И. Окунькова, 1976 г.)

Таблица 2.7

Зависимость относительного содержания n-гексана в разновозрастных нефтях от глубины их залегания (В. К. Шиманский, 1967 г.)

Возраст вмещающих пород	Содержание n-гексана (% от суммы изомеров) на глубине, км	
	до 1,5	более 1,5
Кайнозой	36,9	40,0
Мезозой	48,2	61,3
Палеозой	41,3	51,7

Распределение пространственных изомеров в цикланах некоторых нефтей [44]

Углеводороды	Нефть месторождений				
	Грозненское	Первомайское	Нефтяные камни	Марковское	Сургутское
1,2-Диметилциклопентаны (<i>транс/цис</i>)	89 : 11	87 : 13	92 : 8	88 : 12	89 : 11
1,3-Диметилциклопентаны (<i>цис/транс</i>)	53 : 43	52 : 48	60 : 40	58 : 43	56 : 44
1,2,3-Триметилциклопентаны (<i>транс, транс/транс, цис</i>)	76 : 24	87 : 13	84 : 16	89 : 11	86 : 14
1,2,4-Триметилциклопентаны (<i>транс, цис/цис, транс + цис, цис</i>)	89 : 11	86 : 14	86 : 14	90 : 10	88 : 12
Диметилциклогексаны (<i>цис-1,3 + транс-1,4</i>)/ (<i>транс-1,3 + цис-1,4</i>)	90 : 10	88 : 12	88 : 12	91 : 9	85 : 15

Для выяснения степени преобразованности нефтей (по алканам) Н. А. Еременко, Ал. А. Петровым, И. И. Аммосовым, Ф. И. Окуньковой (1976 г.) предложено пользоваться «фактором старения» i , т. е. величиной отношения суммы пристана и фитана к сумме близки кипящих n -алканов. По величине фактора i нефти разбиваются на три группы: I — ≥ 20 , II — 1—5, III — 0,2—1. Для нефтей группы I определение фактора i в большинстве случаев бесполезно, так как они содержат небольшие (трудно определяемые) количества n -алканов. В кайнозойских отложениях распространены нефти групп I и II, в мезозойских и палеозойских — нефти группы III.

Выше отмечалась тенденция уменьшения в нефтях количества циклопентановых УВ с увеличением возраста нефти или глубины залегания

Таблица 2.9

Относительная концентрация УВ 17α Н-гопана в различных нефтях, %
(Ал. А. Петров, 1978 г.)

Месторождения	Содержание УВ (%) с числом атомов С						
	27	28	29	30	31	32	33
Банка Дарвина	4,3	5,1	13,8	29,4	21,0	15,8	10,6
Грязевая Солка	4,6	3,8	15,3	29,7	21,2	13,8	11,6
Анаста съевско-Троицкое							
горизонт IV	6,6	2,7	18,1	30,4	23,9	12,4	5,9
горизонт VI	2,8	1,8	8,8	25,5	25,7	21,9	13,5
Ромаш кино	3,4	4,3	12,6	13,3	26,8	24,6	15,0
Самотлор	5,7	4,9	15,4	23,7	25,4	13,7	11,2

Состав и свойства нефтей месторождений СССР

Месторождение	Возраст отложений	Плотность, кг/м ³	Массовое содержание, %				Выход фрак- ции н. к. — 200 °С, %	Групповой состав фракции н. к. — 200 °С, %			
			асфаль- тенов	смо- л	пара- фина	серы		Арены	Цик- ланы Н	Алка- ны М	Н М
Пермское Прикамье											
Гежское	Ассельский	849	0,74	5,1	4,6	0,67	34	12,7	16,2	71,1	0,23
Чашкинское	Фаменский	840	1,40	9,6	6,0	0,72	33	8,0	23,3	68,7	0,34
Комарихинское	Тульский	802	Отсут.	4,4	4,6	0,56	46	16,9	12,1	71,0	0,17
Павловское	Турнейский	913	4,90	15,9	4,9	3,01	18	9,5	9,0	81,5	0,11
Калининградская область											
Бернатское	Верхний ордовик	843	3,49	1,7	3,4	0,43	10	2,3	39,6	58,1	0,68
Красноборское	Средний кембрий	831	1,81	6,6	3,5	0,20	30	0,3	34,7	65,0	0,53
Ладушкинское	То же	813	Отсут.	2,3	5,3	0,08	35	1,8	22,9	75,3	0,30
Белорусская ССР											
Малодушинское	Девон	852	0,27	5,4	12,4	0,52	18	12,0	23,8	64,2	0,37
Речицкое	»	814	Отсут.	4,7	4,7	0,48	24	9,7	23,9	66,4	0,36
Украинская ССР											
Рыбальское	Верхний карбон	870	0,41	10,9	3,2	0,20	10	17,4	36,3	43,3	0,78
Солоховское	Нижний карбон	848	следы	3,6	3,7	0,13	17	13,0	42,3	44,7	0,95
Битков	Менилитовая свита	872	2,60	8,8	10,9	0,30	20	10,3	19,9	69,8	0,29
Шевченково	Нижний мел	872	0,70	11,0	14,5	0,21	9	21,3	43,8	34,9	1,25
Северо-Кавказско-Мангышлакская нефтегазоносная провинция											
Величаевское	Верхняя юра	870	2,47	18,0	6,1	0,15	20	7,8	41,7	50,5	0,83
Зимняя Ставка	Нижний мел	825	0,85	5,7	17,0	0,15	21	12,0	31,5	56,5	0,56

Озексуат	Средняя юра	831	0,50	7,1	17,4	0,10	20	9,2	34,9	55,9	0,62
Малгобек	Чокрак	927	3,12	13,1	2,0	0,20	3	3,0	95,0	2,0	47,0
Узень	Верхний мел	847	0,86	9,4	4,0	0,23	25	14,8	39,1	46,1	0,85
Каражанбас	Бат-байос	853	0,32	15,1	25,1	0,22	14	8,3	27,5	64,2	0,43
	Мел	939	5,50	15,6	1,6	0,85	2	10,2	68,4	21,4	3,20

Азербайджанская ССР

Банка Дарвина	Средний плиоцен (под-кирмакинская)	925	0,18	14,3	0,8	0,25	7	5,9	68,0	26,1	2,61
Грязевая Сопка	Средний плиоцен (калинская)	922	1,18	11,4	0,6	0,34	4	9,6	72,2	18,2	3,97
Нафталан	Майкоп	932	0,62	10,9	0,2	0,12	3	3,2	87,1	9,7	9,00
Сангачалы	Средний плиоцен (VII)	873	0,64	5,8	6,6	0,28	9	15,5	41,3	43,2	0,96

Туркменская ССР

Банка Жданова	Плиоцен	864	1,24	8,2	7,0	0,17	16	7,3	44,1	48,6	0,91
Котур-Тепе		878	0,56	11,8	4,6	0,19	12	6,8	61,8	31,4	1,97
Небитдаг		887	0,12	15,6	1,3	0,35	16	10,5	61,0	28,5	2,14
Модар	Нижний мел	923	2,72	13,9	2,9	0,27	4	5,5	70,8	23,7	3,00
Сарыкум	Верхняя юра	881	0,43	4,2	8,3	0,87	10	31,5	38,5	30,0	1,28

Волгоградская область

Коробковское	Верхний девон	821	0,23	3,8	1,9	0,26	32	8,0	39,4	52,6	0,75
Кудиновское	Средний девон	840	0,54	4,8	5,3	0,18	26	12,9	30,7	56,4	0,54
Кленовское	Нижний карбон	854	0,44	5,3	6,3	0,32	24	5,3	46,1	48,6	0,95

Западная Сибирь *

Самотлор	Нижний мел (AB ₄₋₅)	878	2,10	10,2	1,9	0,98	22	1,6	29,0	69,6	0,42
	Нижний мел (BB ₉)	851	1,12	8,0	2,6	0,82	26	2,2	28,8	69,0	0,42
Северо-Варьганское Варьганское	Нижний мел (BB ₁₀)	839	1,33	6,1	2,4	0,63	30	2,0	34,3	63,7	0,54
	Верхняя юра (Ю ₁)	824	0,40	6,3	3,0	0,17	35	5,9	32,3	61,8	0,52
	Нижний мел (BB ₆)	851	0,40	7,3	3,5	0,34	24	1,1	36,2	62,7	0,58
Пекачевское	Нижний мел (BB ₇)	826	0,37	5,4	2,1	0,34	40	1,7	31,8	66,5	0,48
	Верхняя юра (Ю ₁)	844	Отсут.	5,3	2,7	0,14	24	2,0	24,8	73,2	0,34

* Групповой состав фракции н. к. — 125 °С.

в одном и том же стратиграфическом комплексе. Вместе с тем наблюдается определенное постоянство в соотношениях групп изомеров среди ди- и тризамещенных изомеров, стремящихся к установлению термодинамического равновесия (табл. 2.8). С другой стороны, некоторые УВ имеют содержание, явно превышающее равновесное. К ним относятся: этилциклогексан, пропилциклогексан и бутилциклогексан.

Структуры би-, три и полициклических нафтенных и их содержание в нефтях установлены не только для низкокипящих УВ, но и для структур, содержащих в молекуле 20 и более атомов С. Одними из первых были идентифицированы в нефтях *транс*-декалин, *цис*-пенталан, гидридан, адамантан. Впоследствии выделили (идентифицировали) их структурные изомеры. В табл. 2.9 приведены данные по содержанию в нефтях полициклических УВ ряда гопаана.

Как показали исследования, суммарное содержание полициклических нафтенных в нефтях может составлять 50—60 %, но количество идентифицированных УВ не превышает 1 %. Поэтому в отдельных случаях прибегают к изучению (путем сочетания различных методов) отдельных групп УВ, как например би- и трицикланов, декалинов и «недекалиновых» структур. В общем же имеющиеся данные позволяют отметить, что с переходом нефтей кайнозоя к более древним нефтям состав би- и полициклических нафтенных упрощается (преобладающими становятся циклогексановые кольца), а их количество уменьшается, очевидно, за счет деструкции и перехода в более простые (моноциклические, алифатические) формы УВ.

По содержанию ароматических УВ нефти разбиваются на три класса (по А. Ф. Добрянскому, 1961 г.). Первый класс нефтей (плотность 900 кг/м³) характеризуется тем, что ароматические УВ, представленные главным образом полициклическими соединениями, концентрируются преимущественно в высших фракциях. Ко второму классу относятся нефти (плотность от 850 до 900 кг/м³), в которых ароматические УВ распределены более или менее равномерно по всему интервалу кипения, но основная их масса сконцентрирована в диапазоне температуры 250—450 °С. Третий класс нефтей характеризуется относительным преобладанием ароматических УВ во фракциях, выкипающих до 300 °С.

Основными соединениями являются гомологи бензола и нафталина. В нефтях идентифицировано около 30 гомологов бензола состава С₇—С₁₂. Основную массу УВ в нефтях составляют полиметилзамещенные гомологи: среди УВ состава С₈ — ксилолы, С₉ — 1,2,3- и особенно 1,2,4-триметилбензолы, С₁₀ — 1,2,3,4- и 1,2,3,5-тетраметилбензолы (содержание последних в нефти до 0,2 %). Наиболее детально изучено распределение ксилолов этилбензола, содержание которых обычно уменьшается в следующем ряду: *m*-ксилол > *o*-ксилол > этилбензол > *p*-ксилол.

Ароматические УВ с двумя циклами (гомологи нафталина и дифенила) широко представлены в керосиновых и газойлевых фракциях. В нефтях найдены нафталин, α- и β-метилнафталины. Из десяти возможных изомеров диметилнафталина обнаружено девять, не установлено присутствие 1,8-диметилнафталина. В основном это четыре изомера: 1,6-, 2,6-, 2,7- и 1,7-диметилнафталины. Содержание в нефтях дифенилов значи-

тельно меньше, чем УВ нафталинового ряда. Кроме дифенила идентифицированы: 2-, 3- и 4-метилдифенилы, 3-этил и изопропилдифенилы, а также четыре диметилдифенила и два триметилдифенила. В ряде нефтей зарубежными исследователями найдены полициклоароматические УВ — аценафтен, его гомологи, 1,8-диметилфенантрен, 1,2,8-триметилфенантрен, 1,2-бензфлуорен, 8-метил-1,2-бензфлуорен, 1-метилпирен, ди-, три- и тетраметилантрацен и др. (W. Carruthers, 1956 г.; Б. Мейр, Дж. Мартинец—Пика, 1962 г.).

Большую группу УВ нефтей составляют нафтенно-ароматические (гибридные) структуры, простейшие из них — инданы и тетралины. В нефтях обнаружены 1-, 2-, 4- и 5-метилинданы, тетралин, его метил-, этил-, триметил- и тетраметилзамещенные. При сравнении структур гомологов тетралина, выделенных из нефти, и соответствующих гомологов нафталина наблюдается полная аналогия количества и положений радикалов в молекулах этих соединений.

Установлены следующие закономерности изменения состава ароматических УВ, имеющих 13—19 атомов С в молекуле:

- 1) цикланобензолы с одним и двумя нафтеновыми циклами преобладают над соответствующими алкилбензолами;
- 2) большинство цикланобензолов имеют в своем составе один ароматический цикл, конденсированный с нафтеновым кольцом (инданы, тетралины);
- 3) конденсированные нафтенно-ароматические структуры содержат в среднем одну метильную группу в бензольном ядре и одну более длинную цепь в нафтеновом кольце;
- 4) наряду с конденсированными структурами есть также циклические соединения, связанные только через один углеродный атом, типа циклоксифенила.

Для высокомолекулярных циклоароматических компонентов нефти характерны полициклические структуры, содержащие по нескольку ароматических и нафтеновых циклов, преимущественно конденсированного типа.

В табл. 2.10 приведены состав и свойства нефтей некоторых месторождений СССР по данным результатов исследований А. М. Акрамходжаева (1974 г.), Г. Г. Ашумова (1961 г.), Т. А. Ботневой (1972 г.), А. С. Гаджи-Касумова (1971, 1978 гг.), Ю. Г. Егиазарова (1972 г.), С. Ф. Моисейкова, В. С. Толстенева, С. Р. Сергиенко (1971 г.), И. И. Нестерова, Ф. К. Салманова (1971 г.), И. Б. Фейгельсона (1967 г.) Р. М. Новосилецкого (1975 г.), С. Н. Павловой, З. В. Дриацкой (1955—1974 гг.) и др.

§ 3. Природные газы

Классификация и состав газов

Добываемые из газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений природные газы представляют многокомпонентные системы и состоят из предельных УВ — метана, этана, пропана, бутанов, а также

Состав свободных газов месторождений СССР
(В. Г. Васильев, И. П. Жабрев, 1975 г.)

Месторождение	Возраст отложений (ярус, горизонт, свита, пласт)	Относи- тельная плотность	Объемное содержание, %						
			CO ₂	Азот	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	ΣC ₄ H ₁₀	ΣC ₅ H ₁₂
Коми АССР									
Вой-Вожское	Эйфельский	0,603	0,05	10,2	88,83	0,73	0,09	0,04	0,06
Вуктыльское	Сакмарский	0,648	0,1	5,1	84,5	7,4	2,0	0,6	0,3
Волго-Уральский регион									
Ярино-Каменолож- ское	Яснополянский	0,863	0,6	47,5	38,8	8,1	3,1	0,9	1,0
Павловское	Верейский	0,715	0,3	16,7	70,8	8,3	2,7	0,9	0,3
Комарихинское	Яснополянский	0,713	2,3	8,7	73,7	11,0	3,9	0,3	0,1
Кедровское	Верхний карбон	0,624	5,3	2,2	90,8	1,5	0,2	Отсутствуют	
Бухарское	Пермь	0,607	1,2	2,4	90,9	4,7	0,8	»	
Ермолаевское	Нижняя пермь	0,811	1,8	7,28	68,29	12,21	7,50	3,87	0,58
Яблоневское	Казанский	0,715	0,8	18,9	70,5	5,8	2,2	0,9	0,3
Баженовское	Артинский	0,782	0,2	37,1	52,6	7,1	1,9	0,8	0,6
Урицкое	Верейский	0,597	1,08	7,3	91,2	0,42	Отсутствуют		
Дмитриевское	Тульский	0,617	0,45	3,66	90,45	3,16	1,45	0,65	0,18
Первомайское	Бобриковский	0,653	1,90	5,10	85,60	2,60	2,40	0,90	1,50
Линевское	Нижнебашкирский	0,580	0,5	1,44	96,6	1,40	0,03	0,02	0,01
Зимовское	Задонско-Елецкий	0,576	0,4	3,7	94,7	1,1	0,05	0,05	Отсут.
Ерховское	Казанский	0,820	Отсут.	31,0	56,0	5,2	3,3	2,5	2,0
Оренбургское	Пермь — карбон	0,651	1,6	5,8	84,2	3,3	1,7	1,0	0,8

Северный Кавказ и Азербайджан

Новодмитриевское	Майкоп	0,640	0,98	Отсут.	83,41	3,69	4,06	3,14	4,72
Березанское	Альб	0,635	3,03	1,7	88,6	4,5	1,8	0,44	0,18
Анастасиевско-Троицкое	Понт	0,567	0,74	1,05	97,43	0,77	Отсутствуют		0,01
Расшеватское	Нижний мел	0,668	2,96	3,04	84,38	6,64	2,00	0,77	0,21
Бахар	Сабунчинская	0,607	0,1	Отсут.	95,0	2,4	0,9	0,5	1,1
Карадаг	Плиоцен	0,588	0,2	»	95,6	2,4	1,5	0,3	Отсут.
	(надкирмакинская песчанистая)	0,618	0,7	»	94,2	2,0	1,2	1,0	0,9

Украинская ССР

Гнединцевское	Нижний карбон	0,709	1,03	1,17	81,99	8,16	4,68	2,01	1,03
Солоховское	Средняя юра	0,614	0,03	13,91	85,96	0,05	0,05	Отсутствуют	
Дашава	Нижний сармат	0,572	0,3	1,6	97,0	0,56	0,32	0,14	0,09

Западная и Восточная Сибирь

Уренгойское	Сеноман	0,565	0,21	1,07	97,9	0,82	Отсутствуют		
	Готерив	0,678	0,44	0,91	85,3	5,81	5,31	2,05	0,18
Русское	Сеноман	0,558	0,22	0,56	99,2	0,02	Отсутствуют		
Средневилюйское	Верхняя пермь	0,605	0,75	0,7	92,2	5,1	0,9	0,25	0,09
	Нижняя юра	0,577	0,1	0,92	96,5	2,0	0,38	0,10	Отсут.
Марковское	Верхний кембрий	0,710	0,6	3,3	82,5	7,0	2,9	0,8	2,9
	То же	0,854	1,0	1,55	71,5	9,3	7,8	4,9	3,95

Средняя Азия и Казахстан

Карамандыбас	Верхняя юра	0,640	0,4	3,0	86,65	6,4	3,0	1,12	0,43
Котур-Тепе ¹	Плиоцен	0,653	Отсут.	0,60	89,80	4,14	2,58	1,84	0,90
Ачак ¹	Апт	0,602	0,45	1,0	93,35	3,61	0,95	0,33	0,15
Газли ¹	Альб (XI)	0,583	0,08	0,85	95,20	2,90	0,65	0,25	0,04
Уртабулак ²	Верхняя юра (XV)	0,640	3,90	0,82	88,30	1,62	0,27	0,11	0,05
Шахпахты ¹	Верхняя юра (I-a)	0,672	0,10	9,37	81,80	4,77	2,22	0,96	0,38

¹ Разницу составляют УВ С₀ + высш.² В газе содержится сероводород.

содержат более тяжелые гомологи метана, объединенные в зависимости от способа их определения как пентаны (C_5 +высш.) или гексаны (C_6 +высш.) (табл. 2.11). В газах помимо УВ содержатся: углекислый газ, азот, сероводород, инертные (редкие) газы, ртуть.

В отечественной литературе опубликовано более 20 классификационных схем, в основу которых положены различия генезиса и условий нахождения газов в природе, форма их проявлений, химического состава.

По морфологическим признакам В. И. Вернадским в 1912 г. были выделены следующие группы: 1) газы свободные (в том числе атмосферные); 2) газы, содержащиеся в порах горных пород; 3) газовые струи; 4) газовые испарения; 5) жидкие растворы газов (газы океанов); 6) твердые растворы газов (газы, абсорбированные горными породами). По химическому составу В. И. Вернадский природные газы разделил на: 1) газы земной поверхности; 2) газы, связанные с высокой температурой; 3) газы, проникшие в земную кору.

В. В. Белоусов подразделяет газы на: 1) газы биохимического происхождения; 2) газы воздушного происхождения; 3) газы, обусловленные природными процессами химических реакций, происходящих как при обычной, так и при высокой температуре; 4) газы радиоактивного происхождения. Впоследствии классификация В. В. Белоусова была развита А. Л. Козловым, в генетической схеме которого была выделена группа газов ядерных реакций.

И. С. Старобинец подразделяет газы по углеводородному составу на «сухие» (содержание суммы C_2 и гомологов метана составляет 3—15%) и «жирные» (C_2 +ТУ 20—60%), по содержанию кислых компонентов — на кислые и нейтральные. Кроме того, газы разделяются еще и по содержанию в них инертных компонентов.

При описании газов можно пользоваться обобщенными формулами, аналогичными формуле Курлова. По формуле И. С. Старобинца состав газа записывается следующим образом:

$$\frac{J_3}{1,2} \cdot \frac{(C_1)^{90} (C_2 + \text{высш.})^5 K^{20}}{N_2^3 (H_2S)^{0,5} (CO_2)^{0,5} He^{0,01}}$$

где J_3 — возраст отложений; 1,2 — средняя глубина, км; C_1 , C_2 +высш., N_2 , H_2S , CO_2 , He — объемное содержание соответственно метана, суммы его гомологов, азота, сероводорода, углекислого газа, гелия, %; K — выход конденсата для газов газоконденсатных залежей, $см^3/м^3$, или выход безбутанового газового бензина для попутных газов нефтяных залежей, $г/м^3$.

На основании изучения состава газов предложены коэффициенты, отражающие степень катагенетической преобразованности УВ, влияние возраста и литологии вмещающих отложений, фазовое состояние флюидов и т. д.

При изучении газов Волго-Уральской области и Северного Кавказа было установлено [60], что с увеличением возраста вмещающих отложений в газе уменьшается относительное содержание изомеров бутана и пентана, вследствие чего повышаются значения отношений *n*-бутан/изобу-

тан и *n*-пентан/изопентан. Аналогичную закономерность установил Ф. Г. Дадашев (1970 г.) для газов Азербайджана. Т. А. Ботнева, Р. Г. Панкина, В. А. Соколов (1966 г.) пришли к выводу, что изменение величин этих коэффициентов зависит, по-видимому, не от абсолютного возраста пород, а скорее, от глубины залегания продуктивных газовых объектов, т. е. от степени превращенности УВ в зависимости от термобарических условий недр. Ими также отмечается (на примере месторождений Оренбургской и Куйбышевской областей), что величина отношения *n*-бутан/изобутан зависит от литофациальных условий: она выше в газах, содержащихся в морских карбонатных и мелководно-морских карбонатных породах (1,63—11,3) и ниже в континентально-лагунных сульфатно-карбонатных (1,37) и особенно в континентальных красноцветных песчано-глинистых отложениях (0,66). В. Ф. Камьяновым, В. К. Солодковым, В. С. Драгунской и др. в 1972—1974 гг. при изучении газов Туркмении установлена связь между содержанием изомеров бутана и геохимическим типом нефти или конденсата. В газах, выделенных из нефтей метанового или метано-нафтенового типа, отношение *n*-бутан/изобутан практически постоянно и близко к 1, но резко уменьшается при переходе к нефтям нафтено-метанового и особенно нафтенового типов.

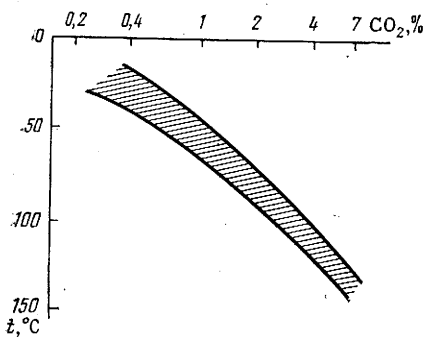
Увеличение значения соотношения бутана с глубиной было отмечено А. С. Гаджи-Касумовым в 1973 г. в газах месторождений Дагестана. Установлено, что в процессе разработки газоконденсатных залежей на истощение ввиду ретроградных явлений происходит первоочередное выпадение из смеси изоалканов, в связи с чем газ обогащается нормальными метановыми УВ.

Таким образом, можно отметить, что в процессе литогенеза в газах среди бутанов преобладающим становится *n*-бутан. Это связано с увеличением температуры в недрах при погружении пород, приводящим к накоплению в газах, как и в нефтях, наиболее термодинамически устойчивых при данных условиях УВ.

Как отмечалось, в свободных и растворенных в нефтях газах кроме УВ часто присутствуют неуглеводородные компоненты — углекислый газ, азот, сероводород и др.

Объемное содержание углекислого газа колеблется от долей до нескольких процентов, а некоторые газы содержат до 50 % CO_2 . Максимальное его количество отмечено в газах месторождений США, Брейди-Саут 86,6 % и Норт-Мак-Каллем 92,4 % (В. И. Высоцкий, А. Н. Гусева, 1977 г.). В Шаимском районе открыто газоконденсатное месторождение Южно-Семиводское, где CO_2 является основным компонентом газа следующего состава (%): CO_2 73,10; метан 18,45; этан 0,95; пропан 0,82; бутаны 0,33; пентаны 0,14, гексаны 0,03; азот 5,77. В газе растворено около $50 \text{ см}^3/\text{м}^3$ конденсата плотностью 0,766.

Наибольшим содержанием CO_2 характеризуются газы, растворенные в молодых нефтях. Несколько повышенное количество CO_2 отмечается в нефтях верхнего мела и нижнего карбона. Минимальная доля CO_2 приходится на газы, растворенные в девонских нефтях. В общих чертах эта закономерность в распределении CO_2 по разрезу прослеживается для нефтяных газов Волго-Уральской провинции и Западного Предкавказья.



Фиг. 2.12. Зависимость содержания углекислого газа в газовых залежах Предкавказья от температуры вмещающих отложений (П. М. Ломако, 1976 г.)

15 тыс. анализов). Наименьшая концентрация азота — от долей процента до 1 % — характерна для зон наибольшего прогибания фундамента, а также для передовых прогибов и глубоких межгорных впадин. Таковы газы Южно-Каспийской и Трансильванской впадин, Паданского, Предальпийского и других прогибов Европы, Примексиканской впадины в Северной Америке, Сахалина. На молодых платформах содержание азота в свободных газах редко поднимается выше 5 %. Фоновые концентрации здесь составляют 1,5—3 %. Наиболее высокое содержание азота отмечено в газовых залежах, находящихся в районах древних платформ: на Русской плите 7 %, на Северо-Американской и Сибирской платформах 3—4 %. Пределы концентрации азота для палеозойских платформ составляют 1,5—2 %. К древним платформам приурочено и значительное число азотных залежей с концентрацией азота более 90 %.

На территории СССР содержание азота в растворенных газах меняется следующим образом (%): газы молодых отложений 1, меловых 5, пермских 7, среднего карбона 20, нижнего карбона и девона 12—15.

В последнее время большое значение приобрело прогнозирование ресурсов сероводородсодержащих газов как важного источника получения элементарной серы. Совокупность всех данных об условиях нахождения сероводорода в недрах показывает, что он образуется в глубокозалегающих карбонатно-эвапоритовых отложениях в присутствии УВ. В таких средах концентрация сероводорода убывает сверху вниз от залежей, непосредственно перекрытых соляно-ангидритовой толщей, к залежам, контролируемым локальными глинисто-карбонатными покрывками.

Основные ресурсы сероводородсодержащих газов сосредоточены в палеозойских отложениях на древних платформах (Восточно-Европейской, Северо-Американской) и в верхнеюрских (келловей — оксфорд) отложениях на эпипалеозойских платформах (в Амударьинской, Терско-Каспийской, Афгано-Таджикской нефтегазоносных областях, в Аквитанском нефтегазоносном бассейне и др.).

К числу месторождений, в газах которых содержится значительное ко-

Можно отметить, что концентрация CO_2 в растворенных газах молодых и древних платформ гораздо ниже, чем в газах предгорных прогибов. В некоторых регионах прослеживается корреляционная связь содержания углекислоты с температурой вмещающих отложений (рис. 2.12).

По данным А. Н. Воронова, А. Х. Махмудова, З. Н. Несмеловой и др. (1976 г.), наиболее распространенным содержанием азота в газовых залежах является 0,4—12,5 % (83 % из 2000 газовых залежей, охарактеризованных данными более чем

личество сероводорода, относятся: Лак (Франция) 15,5 %; Эмори (Техас) 42,4 % (при переработке этого газа добывается около 40 т серы на 100 тыс. м³ газа); Бандар-Исахнур (Иран) до 40 %. В СССР повышенное содержание сероводорода в газе отмечается в отложениях Туранской плиты (Уртабулак 4,8 %, Денгизкуль 3,3 %), Западно-Сибирской плиты (Нижнехетское 4,2 %), Русской плиты (Исимовское 5,5 %, Саратовское 4,2 %). Значительные запасы сероводорода сосредоточены на Оренбургском месторождении.

В группе инертных газов наиболее высокое содержание в газах характерно для гелия. Почти 80 % газовых залежей содержат 0,01—0,2 % гелия. Максимальное его количество (10 %) и самые высокие фоновые значения (0,06—0,15 %) фиксируются на древних платформах. На эпигерцинских платформах фоновые концентрации гелия снижаются до 0,01—0,025 % и уменьшаются до 0,005—0,010 % в районах глубокого прогибания земной коры.

Концентрация аргона в свободных газах составляет 0,001—1 % при фоновых значениях 0,01—0,03 %. Наибольшее его содержание фиксируется в газах палеозойских платформ: фоновые значения для Русской плиты 0,015—0,066 %, Сибирской платформы 0,009—0,015 %. На эпигерцинских платформах фоновые концентрации аргона в газах составляют 0,01—0,02 %, в зонах прогибов они ниже (0,01 %). Отмечается довольно тесная связь между содержанием аргона и гелия в газах — максимальные концентрации аргона и гелия, как правило, приурочены к одним и тем же месторождениям.

В свободных газах ряда месторождений установлено присутствие ртути. Так, в природном газе месторождения Слохтерен (Нидерланды) концентрация ртути составляет $1,8 \cdot 10^{-4}$ г/м³ и ее запасы оцениваются в 340 т. Установлено кондиционное содержание ртути и на других месторождениях, открытых в Нидерландах, ФРГ, ГДР.

Физические свойства газов

Плотность газа ρ (кг/м³, г/см³) — это масса m единицы объема газа V или отношение молекулярной массы газа к объему моля: $\rho = m/V$ или $\rho = M/22,4$. Молекулярная масса вещества (безразмерная величина) есть отношение массы молекулы данного вещества к $1/12$ массы атома изотопа ¹²C. Количество вещества в граммах, равное молекулярной массе, называется молем. Например, 1 моль метана равен 16 г метана. При нормальных условиях (0,101 МПа, 0 °C) моль идеального газа занимает объем 22,4 л.

Плотность смеси газов определяется по плотности отдельных компонентов смеси, взятых при одинаковых условиях: $\rho_{см} = \sum \rho_i n_i$, где ρ_i и n_i — плотность и молярная доля i -го компонента смеси.

Относительную плотность природного газа (по воздуху) находят по отношению плотности газа к плотности воздуха, которая при нормальных условиях составляет 1,293 кг/м³. Молекулярная масса воздуха равна 29. Относительную плотность смеси газов находят из соотношения

$$d_{см} = (\sum M_i n_i) / M_{\text{воздуха}} = (\sum M_i n_i) / 29,$$

где M_i и n_i — молекулярная масса и молярная доля i -го компонента смеси.

Удельный объем газа ($\text{м}^3/\text{кг}$) является величиной, обратной плотности.

Удельный вес ($\gamma \text{Н}/\text{м}^3$) — это вес единицы объема газа: $\gamma = \rho g$, где ρ — плотность газа, $\text{кг}/\text{м}^3$; g — ускорение свободного падения, $\text{м}/\text{с}^2$.

Плотность газа зависит от его природы, молекулярной массы, а также давления и температуры. С ростом температуры плотность газа уменьшается и при давлении 40—50 МПа зависимость $g = f(t)_p$ близка к прямолинейной. С повышением молекулярной массы и давления плотность газов растет.

Данные о плотности газов при различных температуре и давлении необходимы для решения ряда задач газодинамики при изучении режима работы газовых месторождений, а также при расчетах движения газов в земной коре.

Теплота сгорания (теплотворная способность) горючих материалов — это количество тепла в килоджоулях, которое выделяется при полном сгорании 1 м^3 газа или 1 кг жидкого или твердого топлива. Различают высшую Q_v и низшую Q_n теплоту сгорания. Q_v отличается от Q_n на количество тепла, которое выделяется при конденсации водяных паров, образовавшихся при сгорании, а также находившихся в анализируемом газе. При подсчете Q_v теплота сгорания газа и теплота конденсации водяных паров суммируются. Однако обычно при сгорании топлива в промышленных установках водяные пары не конденсируются и уносятся вместе с дымовыми газами. Поэтому чаще всего калорийность топлива оценивается по Q_n . Теплоту сгорания горючих газовых смесей можно определить экспериментально — путем сжигания газовой смеси в калориметрах или по составу газов по формуле $Q_n = (aQ_{n1} + bQ_{n2} + cQ_{n3} + \dots + nQ_{nn})/100$, где a, b, c, \dots, n — объемное содержание в газовой смеси соответствующих газов, %; $Q_{n1}, Q_{n2}, Q_{n3}, \dots, Q_{nn}$ — соответствующие теплоты сгорания.

Теплота сгорания УВ растет с увеличением их молекулярной массы (табл. 2.12). Природный газ выделяет в среднем при сгорании $35\,160 \text{ кДж}/\text{м}^3$.

Данные о вязкости газов приведены в табл. 2.13, 2.14. Как видно, с повышением температуры вязкость газов увеличивается; углеводород-

Т а б л и ц а 2.12

Теплота сгорания газов, $\text{кДж}/\text{м}^3$
(Б. В. Белянин, В. Н. Эрих, 1975 г.)

Газ	Q_v	Q_n	Газ	Q_v	Q_n
Водород	12 653	11 083	Этилен	62 973	59 179
Метан	39 733	35 948	Пропилен	92 068	86 361
Этан	65 419	63 924	Бутилен	125 646	118 109
Пропан	99 306	91 682	Ацетилен	57 903	55 893
Бутан	128 443	118 955			

Динамическая вязкость метана

Давление, МПа	Вязкость (МПа·с) при температуре, °С						
	-15	0	18	25	50	75	100
0,1	99,5	105	110	113	120	128	136
1	101	106	111	114	122	129	137
2	103	108	113	116	123	130	138
4	109	114	117	120	127	134	140
6	117	120	123	126	132	138	144
8	127	129	131	133	138	142	148

ные газы при одинаковых условиях имеют меньшую вязкость, чем углеводородные; при одинаковых условиях большей вязкостью обладают разветвленные УВ.

Гидратообразование. Наличие в газе воды обуславливает при определенных давлении и температуре образование кристаллогидратов углеводородных газов. Гидраты газов представляют собой кристаллические соединения — включения (клатраты), характеризующиеся строго определенной структурой для различных газов. Это твердые растворы, где растворителем является вода: ее молекулы за счет водородной связи образуют объемный каркас, в полость которого внедряются легкоподвижные молекулы газов.

Гидраты имеют следующие эмпирические формулы: для метана $\text{CH}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$, этана $\text{C}_2\text{H}_6 \cdot 8\text{H}_2\text{O}$, пропана $\text{C}_3\text{H}_8 \cdot 18\text{H}_2\text{O}$ и т. д. Для каждого УВ характерна максимальная температура (критическая температура гидратообразования), выше которой никаким повышением давления нельзя вызвать образование гидратов. Она равна, °С: для метана 21,5, этана 14,5, пропана 5,5, изобутана 2,5, н-бутана 1 [31]. Исследования показы-

Таблица 2.14

Динамическая вязкость газов при давлении 0,101 МПа

Газ	Вязкость (МПа·с) при температуре, °С					
	0	20	25	50	75	100
Этан	87,1	93,3	94,7	104,0	109,0	117,0
Пропан	76,4	81,5	82,7	89,5	96,0	102,0
н-Бутан	69,5	74,9	76,3	83,0	89,8	96,5
Изобутан	70,2	75,8	77,3	83,7	90,3	96,5
н-Пентан	63,5	68,1	69,3	75,1	81,1	86,6
Изопентан	65,0	69,8	70,9	76,6	82,0	87,7
Азот	170,0	180,0	181,0	192,0	202,0	213,0
Углекислый газ	139,0	149,0	151,0	164,0	175,0	186,0
Сероводород	120,0	129,0	131,0	142,0	153,0	164,0

вают, что чем тяжелее углеводородный газ, тем легче он образует гидраты, но надо помнить, что, начиная с пентанов, УВ гидратов не образуют.

Гидратообразование происходит не только в процессе эксплуатации и транспорта газа, но и в пористой среде осадочного чехла с формированием гидратных залежей. Особенностью последних является то, что при соответствующих термодинамических условиях они образуются без литологических покровов и в свою очередь могут служить своеобразными покровками для обычных газовых залежей. На значительной части суши зоны гидратообразования приурочены в основном к районам распространения многолетнемерзлых пород, составляющих около 23 % общей территории суши на Земле при глубине промерзания горных пород 500—700 и даже 1000 м.

§ 4. Газоконденсаты

Газоконденсатными называют залежи, при эксплуатации которых добывается газ и жидкие УВ — конденсат, представляющий собой смесь бензиновых и более тяжелых фракций.

Под конденсатностью понимают содержание жидких УВ в газе в пластовых условиях ($\text{см}^3/\text{м}^3$, $\text{г}/\text{м}^3$). Газоконденсатный фактор ($\text{м}^3/\text{г}$, $\text{м}^3/\text{м}^3$) — величина, обратная конденсатности.

Различают сырой и стабильный конденсаты. Под сырым конденсатом подразумевают УВ, при стандартных условиях находящиеся в жидком состоянии с растворенными в них газообразными компонентами (метаном, этаном, пропаном, бутанами). Конденсат, состоящий только из жидких УВ (от пентанов и выше) при стандартных условиях, принято называть стабильным.

Характерные особенности газоконденсатных залежей заключаются в нахождении газа и конденсата в пластовых условиях в однофазовом газообразном состоянии и подчинении их законам ретроградной конденсации. Поэтому газоконденсатные залежи отличаются как от нефтяных, так и от газовых, что позволяет выделять их в самостоятельный тип промышленных скоплений УВ.

Конденсаты месторождений СССР по физическим свойствам характеризуются большим разнообразием. По данным Я. Д. Саввиной, опубликованным в 1974 г., исследовавшей более 60 газоконденсатных месторождений, плотность конденсатов меняется от 0,677 до 0,827 $\text{г}/\text{см}^3$, показатель преломления — от 1,3905 до 1,4600, молекулярная масса — от 92 до 158. Содержание серы в конденсатах колеблется от нуля до 1,2 % (например, в конденсатах Оренбургского месторождения серы 1,13 %). Конденсаты заметно различаются и по фракционному составу. В среднем они на 60—80 % выкипают до 200 °С, но есть конденсаты (или нефтеконденсатные смеси), конец кипения которых лежит в пределах 350—500 °С, содержащие в своем составе не только парафины и силикагелевые смолы, но и асфальтены. Наличие высококипящих УВ в конденсатах отличает их от выделяемых из попутных газов газовых бензинов, имеющих конец кипения не выше 130—160 °С.

Основными факторами, определяющими плотность конденсата, его фракционный, групповой состав и другие физико-химические свойства, являются пластовые давление и температура, а также соотношение нефти и газа в пластовых условиях, исходный состав углеводородных смесей, геологические условия.

Степень насыщенности газоконденсатной залежи высококипящими УВ (конденсатом) определяется газоконденсатным фактором, который для различных газоконденсатных залежей изменяется в широких пределах. На месторождениях СССР известны газоконденсатные залежи с содержанием стабильного конденсата от 5—10 (Рудки, Пунчинское и др.) до 300—550 (Русский Хутор, Вуктыл и др.) и даже до 1000 $\text{м}^3/\text{м}^3$ и более (Талалаевское).

При прочих равных условиях выход конденсата зависит от давления и температуры пласта, от глубины залегания залежи. При разработке газоконденсатных залежей, особенно на режиме истощения, по данным А. Х. Мирзаджанзаде и др., опубликованным в 1967 г., по мере снижения давления происходит частичная конденсация УВ в пласте, в результате чего изменяется количественная и качественная характеристика пластовой газоконденсатной смеси. При снижении давления происходит выпадение в пласте высококипящих фракций конденсата, и плотность его уменьшается. Иногда плотность конденсатов, напротив, несколько возрастает, что в основном характерно для разрабатываемых газовых шапок.

Определенный интерес с точки зрения генезиса и формирования углеводородных скоплений вызывают конденсаты с высоким содержанием ароматических УВ, которые получены во многих нефтегазоносных областях, в частности в Ейско-Березанском районе Западного Предкавказья. Здесь от Старомиинско—Ленинградского до Усть-Лабинского поднятия в направлении регионального погружения закономерно изменяется тип конденсата — от метанового через метано-нафтенный и метано-ароматический до ароматико-метанового. Отношение алканы/арены в этих конденсатах соответственно составляет 17—22; 5,4—7,2, 0,8—1,2 и 0,7—0,8, а содержание ароматических УВ возрастает от 3—4 до 44—48%. Конденсаты с высоким содержанием ароматических УВ (до 60%) широко распространены на территории Амударьинской впадины, содержатся в газах пермско-карбонного комплекса газоконденсатных месторождений Днепро-Донецкой впадины (28—31%).

Многочисленными исследованиями установлена генетическая связь конденсатов и подстилающих (образовавших) их нефтей. Конденсаты, как и нефти, состоят из УВ трех типов — метановых, нафтенных и ароматических. Однако распределение этих групп УВ в конденсатах в отличие от нефтей имеет следующие особенности:

- 1) абсолютное содержание (в среднем) ароматических УВ в бензиновых фракциях конденсатов выше, чем в нефтях;
- 2) встречаются бензиновые фракции, в которых содержится одновременно большое количество нафтенных и ароматических УВ;
- 3) между содержанием метановых и ароматических УВ в бензиновых фракциях существует обратная связь (чем больше метановых, тем меньше ароматических УВ);

4) концентрация разветвленных метановых УВ ниже концентрации нормальных структур;

5) на долю этилбензола среди ароматических УВ состава C_8H_{10} приходится в среднем значительно меньший процент, чем в нефтях.

Безусловно, в отдельных залежах или даже отдельных скважинах могут быть обнаружены конденсаты, изменения в углеводородном составе которых могут отклоняться в ту или иную сторону от общих закономерностей, что связано с геологическими и термодинамическими особенностями конкретного региона.

§ 5. Попутные газы

Залегающие вместе с нефтью углеводородные газы могут находиться в свободном и растворенном состоянии. Условно принимается, что природный газ является свободным, если при дебите его более 10 тыс. м³/сут соотношение объемов газа и жидкости более 1000. Попутный (растворенный) газ характеризуется отношением объемов газовой фазы и жидкости менее 1000.

В качестве критерия для оценки вида залежи используется газовый фактор G_f (количество газа, приходящееся на 1 т нефти): к нефтяным относятся залежи с газовым фактором ниже 600 м³/м³, а к газоконденсатным — более 900 м³/м³. В интервале 600—900 м³/м³ считается, что пластовая смесь может находиться как в жидкой (нефтяная залежь), так и в газовой (газоконденсатная залежь) фазах. Выделяющаяся при этом жидкая фаза по физико-химическим свойствам занимает промежуточное положение между нефтями и конденсатами и называется нефтеконденсатной смесью. Получение в скважине флюида с подобной физико-химической характеристикой говорит о наличии нефтяной оторочки у газоконденсатной залежи.

Количество растворенного в нефти газа зависит в основном от давления в пласте и свойств газов. Растворимость газообразных УВ в нефти повышается с увеличением молекулярной массы газа. Различная растворимость газов приводит к тому, что в залежах, в которых нефть залегает вместе с газом, часть УВ (более тяжелых) находится в растворенном виде, а часть (метан и его ближайшие гомологи) образуют газовую шапку.

Как и в природных (свободных) газах, основную массу растворенного газа составляют УВ, неуглеводородные компоненты представлены азотом, углекислым газом, сероводородом, инертными газами. Содержание тяжелых УВ в попутных газах 20—40, иногда до 80 %. Среди гомологов метана преобладает этан (6—20 %). В отличие от свободных в растворенных газах больше гомологов метана и меньше азота. Это хорошо прослеживается в пределах отдельных регионов и месторождений.

Состав и распределение попутных газов как по разрезу осадочной толщи, так и по площади нефтегазоносных областей не является случайным, а подчиняется определенным закономерностям, что свидетельствует о связи состава и распределения газов с геологическими особенностями района и строения осадочных толщ.

Таблица 2.15

Состав растворенных газов в отложениях разного возраста

Возраст вмещающих пород	Содержание, %										C ₃ +высш.	$\frac{C_4}{C_3+высш.}$	$\frac{n-C_4H_{10}}{i-C_4H_{10}}$	$\frac{n-C_5H_{12}}{i-C_5H_{12}}$
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	H ₂ S	CO ₂	N ₂	$\frac{He}{Ar}$				
Плиоцен	90,9	3,3	1,8	1,0	0,9	—	—	1,8	0,3	—	7,0	12,98	0,49	0,39
Миоцен	84,57	2,56	1,47	1,06	1,45	—	0,01	7,68	1,20	0,52	6,54	12,93	—	1,36
Олигоцен	76,10	5,11	6,16	6,35	3,29	0,05	0,06	1,48	1,40	—	20,96	3,63	0,90	0,86
Эоцен	76,02	7,46	6,32	3,35	3,31	—	—	3,28	0,26	0,13	20,44	3,72	—	0,51
Палеоцен	76,91	5,67	4,60	3,26	2,75	0,07	—	3,73	0,08	—	16,28	4,91	—	0,02
Нижний мел	87,33	3,13	2,00	0,82	0,22	0,02	1,23	1,67	3,58	0,15	6,19	14,11	0,60	—
Юра	72,36	8,44	6,25	5,62	1,71	—	0,86	1,47	3,29	0,18	22,02	3,29	0,70	0,70
Нижняя пермь	59,92	14,96	10,13	5,36	2,04	0,18	1,27	1,00	5,14	0,35	32,67	1,83	1,36	0,80
Средний карбон	39,49	14,46	13,09	6,96	3,33	0,13	0,87	0,52	21,24	—	37,97	1,04	—	—
Нижний карбон	56,52	10,11	8,59	4,47	2,21	0,12	0,85	1,53	15,60	0,65	25,50	2,22	2,40	0,90
Девон	44,63	14,82	16,13	7,99	3,16	0,35	0,16	0,48	12,28	2,50	42,45	1,05	3,00	1,00

В табл. 2.15 приведены средние данные по содержанию основных компонентов нефтяных попутных газов, полученные Т. А. Ботневой, Р. Г. Паниной, В. А. Соколовым и др. в 1966 г. при обобщении большого количества анализов газов многих нефтегазоносных областей СССР.

§ 6. Дисперсные битумоиды в осадочных породах

Органический углерод ($C_{орг}$) в рассеянном состоянии широко распространен в осадочных породах. Количество его зависит от типа бассейна седиментации, условий осадконакопления и литотипа пород. Содержание $C_{орг}$ в породах колеблется от 0,01 до 7 %, а иногда и более. Субкларки $C_{орг}$ составляют, %: для глин 0,9, алевроитов 0,45, песчаников 0,2, карбонатов 0,2. В зависимости от метода изучения различают нерастворимые (кероген) и растворимые (в органических растворителях) части рассеянного органического вещества (РОВ). В нерастворимой части РОВ фиксируются сходные с углями элементы структур: алифатические и алициклические группировки CH_2 и CH_3 , ароматические и кислородсодержащие структуры. А. М. Акрамходжаевым (1981 г.) установлено наличие в нерастворимой части РОВ (сокращенно НОВ) предельных и непредельных УВ (возможно в сорбированном состоянии), массовое содержание которых составляет 1,5—2 % от НОВ.

Растворимая часть РОВ обычно именуется битумоидами. Понятие о битумоидах исторически связано со словом «битумы». В первой половине XX в. слово «битум» получило широкое распространение в качестве термина, которым обозначали три различных понятия. Во-первых, битумами продолжали по вековой традиции называть нефть и ее естественные производные — мальту, асфальт, озокерит и т. д. В настоящее время все чаще битумы в таком их начальном понимании называют, по предложению В. Н. Муратова, нафтидами (а в США — petroleum). Во-вторых, битумами стали именовать используемые в дорожном деле и строительстве асфальты и асфальтоподобные искусственные вещества, в том числе и продукты переработки углей и (или) горючих сланцев. Для таких битумов Н. Б. Вассовичем и В. Н. Муратовым в 1955 г. был предложен термин технобитумы. В-третьих, битумами стали называть вещества, экстрагируемые из ископаемых углей (бурых, каменных), а затем — вообще из органических веществ (ОВ) в осадках и породах.

Во избежание терминологической путаницы битумы в таком чисто химико-аналитическом понимании Н. Б. Вассович предложил называть битумоидами, т. е. битумоподобными. Битумоид, сингенетичный данной породе, именуется синбитумоидом, чуждый ей — эпибитумоидом.

Способы выделения битумоидов разного типа, их состав, классификация

Битумоидами называют ОВ, извлекаемое из осадков или пород относительно мягкими органическими растворителями, не вызывающими сколько-нибудь существенной деструкции их. Обычно говорят о содержании битумоида, но в случае не очень мягкого растворителя, когда можно опа-

саться возможности некоторого распада крупных молекул ОВ (керогена), лучше говорить о выходе битумоида.

Битумоиды, представляя собой один из обязательных, обычно малых компонентов ОВ осадочного происхождения (седикахитов), весьма широко распространены в стратосфере, в пело- и педосфере (табл. 2.16).

Содержание (выход) битумоида в осадках в сильной степени зависит от ряда факторов — природных (объективных) и аналитических (субъективных). К основным природным факторам относятся фашиально-генетический тип ОВ (алиновый, например, дает больше битумоидов, чем арконовый) и степень его катагенетической измененности, к аналитическим — тип растворителя (мягкие — петролейный эфир, хлороформ, более жесткие — спиртобензол или смесь П. Смита), степень измельчения породы, температура и длительность экстрагирования.

Обычно сначала из порошка хлороформом извлекается свободный битумоид или битумоид А — обозначается ХБА или ХБ. Затем из того же порошка (т. е. последовательно) экстрагируется спиртобензолом (1:2)¹ дополнительная порция битумоида, именуемого ДСББА. После обработки порошка породы 10 %-ной соляной кислотой его снова подвергают экстракции спиртобензолом и получают так называемый связанный или кислый битумоид С—ДСББС.

За рубежом применяют различные растворители. Насколько отличаются друг от друга при этом выходы битумоидов и их состав, показывают данные, приведенные в табл. 2.17. Так, содержание хлороформного экстракта в среднем в 2,6 раза меньше выхода битумоида, выделенного смесью бензола (70 %), ацетона (15 %) и этилового спирта (15 %), которая подобна смеси, впервые примененной П. Смитом (только П. Смит брал метиловый спирт). Кроме того, ХБ существенно отличается по составу от других, более кислых битумоидов.

В табл. 2.18 сопоставлены данные экстракции горючих сланцев (oil shales) США пятью органическими растворителями. Минимальное количество дал ацетон, максимальное (в трех случаях из четырех) — хлороформ.

Содержание (выход) битумоида рассчитывают в процентах как к сухому осадку или к сухой породе, а нередко и к нерастворимому в HCl остатку, так и к ОВ (обычно в пересчете на $C_{орг}$). Эти величины называют битумоидным коэффициентом β , который может быть рассчитан по соотношению количества ХБ в породе с общим содержанием $C_{орг}$: $\beta^{ХБ} = 100(ХБ/C_{орг})$.

Иногда используют другие варианты определения β , но они обычно, когда нет данных об элементном составе битумоида и (или) ОВ, оказываются менее точными: $\beta^{ХБ} = 100(ХБ/РОВ)$ и $\beta^{ХБ} = 100(C^{ХБ}/C_{орг})$. В первом случае $\beta^{ХБ}$ указывает долю ХБ в РОВ, во втором — долю углерода в ХБ от общего содержания $C_{орг}$ в породе.

В табл. 2.19 приведены данные о битумоидах для глинистых пород Северного Кавказа (сборы Н. Б. Вассоевича, анализы ВНИГРИ).

Обычно при изучении битумоидов определяют их элементный состав, т. е. содержание в них С, Н, S, N. Содержание кислорода, как правило,

¹ Спирт берется этиловый.

Ориентировочные субкларки компонентов ОБ для осадочных пород (не претерпевших катагенеза сильнее стадии МК₄) континентального сектора стратисферы КСС (Н. Б. Вассоевич, 1973 г.)

Породы	С _{орг} , %	Битумоиды (ХБА)					Содержание УВ*, %			
		Содержание				Общая масса для КСС		μ ₁	μ ₂	μ ₃
		в породе		в ОБ, %						
		%	кг/м ³ или млн. т/км ³		10 ¹³ т	%				
Глинистые	0,9	0,06	1,25—1,5	5	36	68,57	0,02	1,7	30	
Алевритовые	0,45	0,03	0,6—0,75	5	5,7	10,86	0,01	1,7	30	
Песчаные	0,2	0,016	0,4—0,5	6	2,6	4,95	0,005	1,9—1,95	32	
Карбонатные	0,2	0,03	0,75—0,85	11—12	6,3	12,00	0,012	4,5—4,7	40	
Соли, сульфаты	0,1	0,01	0,2—0,23	7,5—8	0,04	0,08	0,003	2,3	30	
Угли ископаемые	67	0,8	12—15	0,9—0,95	0,025	0,05	0,15	0,2—0,25	18—20	
Горючие сланцы	16,5	1,0	20—24	4,5—5	0,036	0,07	0,2	0,5—1	20	
Доманикиты и баженовиты	6	0,6	14—15	7,5—8	1,8	3,43	0,25	4—4,2	40—45	
Все породы КСС (без эффузивных)	0,62	0,045	1—1,2	5,4—5,8	52,50	100	0,0115	1,8—2	34—35	

* Содержание твердых, жидких и автохтонных УВ в современных или ископаемых осадках: μ₂—в битумоиде, μ₃—в ОБ, μ₁—в породе

Таблица 2.17

Выход битумоидов различного аналитического типа над чертой) и содержание в них алкано-циклановой углеводородной фракции (под чертой), % на породу, для миоценовых аргиллитов Японии (по данным И. Шимады, 1963 г.)

Растворитель (компоненты смеси, %)	Породы					
	Черные але- ритовые ар- гиллиты	Черные ок- ремненные аргиллиты	Твердые аргиллиты	Темно-корич- невые аргил- литы	Темно-серые алеарилиты	
Бензол 70, ацетон 30	0,21	0,04	0,10	0,06	0,12	0,07
	15,1	18,7	9,8	10,3	18,4	12,7
Бензол 70, этанол 30	0,23	0,01	0,10	0,07	0,10	0,08
	16,4	16,0	8,1	8,5	16,4	12,2
Смесь П. Смита *	0,28	0,05	0,11	0,09	0,13	0,10
	12,4	13,6	7,5	6,7	14,5	5,8
Хлороформ	0,13	0,02	0,04	0,02	0,05	0,03
	29,3	25,6	16,8	14,3	20,1	23,3
Бензол 50, ацетон 15, этанол 15, хлороформ 20	0,19	0,03	0,10	0,05	0,10	0,06
	15,0	10,5	7,9	6,2	13,7	5,9

* C₆H₆ 70 %, ацетон 15 %, этанол 15 %.

вычисляются по разности. Иногда ограничиваются определением лишь С и Н, тогда сумму гетероэлементов устанавливают по разности: $O + N + S = 100 - (C + H)$.

Исследуется также групповой состав битумоидов. Наиболее простая методика сводится к выделению трех фракций — масел, смол и асфальтенов. Более детальная характеристика требует дифференциации смол на

Таблица 2.18

Выход (содержание) битумоидов в горючих сланцах, %
(по Мак-Ки)

Район	Растворитель				
	Четырех- хлористый углерод	Серо- углерод	Ацетон	Бензол	Хлоро- форм
Кентукки	0,037	0,015	Нет данных	0,06	0,14
Юта	0,740	0,730	0,530	0,91	1,05
Колорадо	2,040	1,850	1,330	2,23	2,41
Грин-Ривер	1,195	1,270	1,220	1,37	1,75

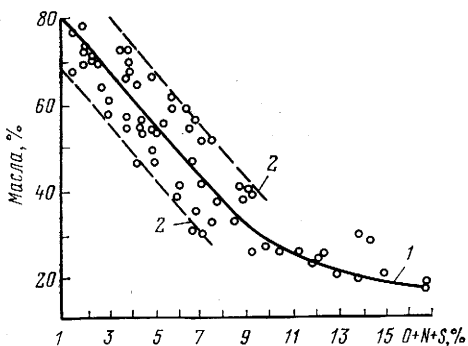


Рис. 2.13. Зависимость между содержанием масел и количеством гетероэлементов в хлорформном битумоиде глин Западно-Кубанского прогиба. По Ю. И. Корчагиной, 1974 г.
1 — кривая среднего содержания масел и гетероэлементов; 2 — границы отклонений

усиливается по мере развития литогенеза от осадка (стадия диагенеза) к породе, находящейся на подстадии протокатагенеза и начала мезокатагенеза, а затем ослабевает — после эмиграции (эвакуации) части микро нефти из материнской породы. Во-вторых, эти вещества действительно на-

две-три группы, а главное — выяснения углеводородного состава масел. Групповой и элементный состав битумоидов взаимосвязаны (рис. 2.13).

Масляная фракция и низкомолекулярные смолы, являющиеся, с одной стороны, наиболее восстановленными компонентами битумоидов, а с другой — наиболее миграционно-способными соединениями, были названы микро нефтью. Это название вполне оправдано. Во-первых, эти вещества по составу ближе к нефти, чем какие-либо другие компоненты ОВ. Это сходство

Таблица 2.19

Характеристика битумоида из ОВ глинистых пород Северного Кавказа

Место отбора пробы	Возраст вмещающих пород	Содержание в нерастворимом в HCl остатке, %		βХБ	ДСББ / ХБ
		ХБ	ДСББ		
Промысловый район Тамань	Акчагыл	0,010	0,058	0,5	5,8
	Киммерий	0,009	0,071	0,9	7,9
Ачикулак	Верхний сармат	0,073	0,407	1,1	5,6
	Средний сармат	0,036	0,115	0,7	3,5
Озек-Суат	Нижний сармат	0,029	0,226	0,7	7,8
	Караган	0,032	0,118	0,5	3,7
Георгиевская опорная скважина	Тархан	0,061	0,160	1,8	2,6
	Чокрак	0,060	0,250	1,0	4,2
Аргудан	Майкоп	0,059	0,206	1,5	3,5
	Марьины Колодцы	0,020	0,110	1,0	5,5
Миатлы Черкесск	Хадум	0,180	0,198	3,5	1,1
		0,029	0,128	0,9	4,4
Р. Аргун, обнажения Зыбза	Кумская свита	0,992	0,634	7,7	0,6
	То же	0,079	0,307	0,7	3,9

ходятся в рассеянном виде — в микросостоянии и поэтому вполне заслуживают приставки «микро». Микронепть — это не просто диффузно-рассеянная нефть, а в достаточной мере особое вещество, в течение длительного периода своего существования «созревающее» в процессе начального катагенеза, которое становится собственно нефтью лишь после эмиграции из материнской породы в главной зоне нефтеобразования (ГЗН). Нередко к микронепти относят только углеводородную фракцию битумоидов.

Происхождение битумоидов

Битумоиды в природе образуются в основном за счет панлипоидинов (табл. 2.20) разными путями и на разных стадиях литогенеза. Поэтому вопрос об их генезисе должен рассматриваться дифференцированно — прежде всего по стадиям и подстадиям литогенеза, а в пределах каждого этапа — по типам ОБ и вмещающих его пород (или, как для торфа и углей, ОБ, слагающего породу в целом).

На стадии седиментогенеза первоисточником битумоидов являются липидные и липоидные компоненты живого вещества — жиры, жирные кислоты, воски, смолы, изопреноидные соединения. Их даже называли, например А. И. Горская, битумами живого вещества. По ее данным «битумы» (липиды и липоиды) планктона Каспийского моря содержат 22,9 % битумоидов в ОБ и характеризуются следующим составом, %: масла 45,2; смолы бензолные и спиртобензолные соответственно 7,9 и 3,6; асфальтены 49,1; С 65,8; Н 10,1; О + N + S 24,1 и С/Н 6,5. Эти вещества попадали в осадок вместе с трупам организмов и вообще некромассой (некромой) и давали начало зачаточным, а затем и юным битумоидам.

На стадии диагенеза в илах обычно с большей или меньшей интенсивностью протекают микробиальные процессы, ведущие к тому, что доля битумоидов в осадках увеличивается благодаря липоидинам, синтезируемым бактериями и грибами

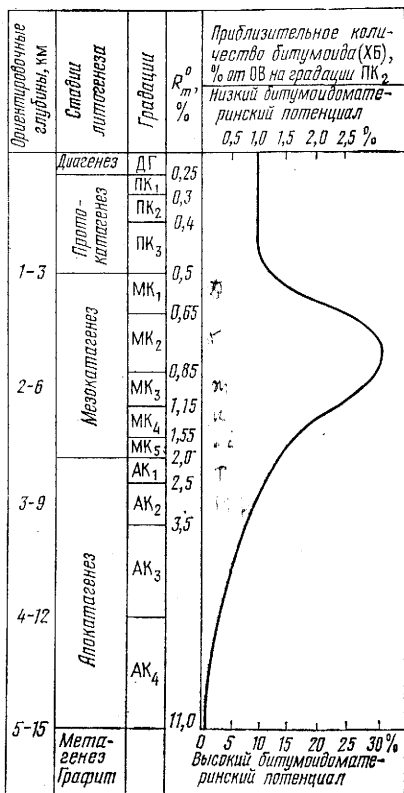


Рис. 2.14. Ориентировочная схема изменения в процессе катагенеза коэффициента β_{XB} , т. е. содержания битумоида в ОБ.

R_m^0 — среднее максимальных значений отражательной способности витринита — одного из показателей градации катагенеза ОБ

Классификация липидов, липоидов и их полимеров
(по Н. Б. Вассевичу, А. Н. Гусевой, И. Е. Лейфману)

Панлипидины

Природные соединения (компоненты живого вещества) — сложные эфиры жирных кислот и продукты их превращений, а также соединения с изопреноидной структурой

Липоидины (растворимы в органических растворителях)		Полимерлипоидины (нерастворимы в органических растворителях)	
Липиды Жирные кислоты и их природные дериваты	Липоиды Соединения с изопреноидной структурой, не содержат остатков жирных кислот	Полимерлипоиды Высокомолекулярные сложные эфиры оксикарбоновых кислот	Липидолипоиды Соединения, содержащие изопреноидные цепи и остатки карбоновых кислот
			Полимерлипоиды Полимеры изопреноидов

при использовании легко гидролизуемых компонентов, за счет углеводов и белков. Относительное, а иногда и абсолютное содержание юных битумоидов в илах возрастает в общем незначительно.

Диagenетические битумоиды в основном являются биогенными и почти лишены (или вовсе лишены) легких УВ, характерных для бензиновой и керосиновой фракций нефтей.

Стадия катагенеза, длящаяся десятки (порой многие десятки) миллионов лет, разделяется на подстадии и градации. На первых двух градациях раннего катагенеза — в протокатагенезе¹ (ПК₁ и ПК₂) темп новообразования битумоидов резко снижается: биогенные процессы уже замерли, а термоллиз и (или) термokatализ пока еще не начались. Только с ПК₃ или даже с МК₁ (т. е. с наступлением мезокатагенеза) начинается распад ОВ (именуемого за рубежом керогеном), а в случае его алинового типа — битуминизация. Возникают новые

¹ Протокатагенез на шкале углефикации соответствует бурым углям. За рубежом также стали применять термин «катагенез», но не так, как в СССР (раньше вообще в США и Западной Европе все постседиментационные изменения породы вплоть до регионального метаморфизма, т. е. метагенеза, относили и диагенезу). В настоящее время ряд зарубежных авторов началом катагенеза считает мезокатагенез по нашей схеме, т. е. протокатагенез относят еще к диагенезу.

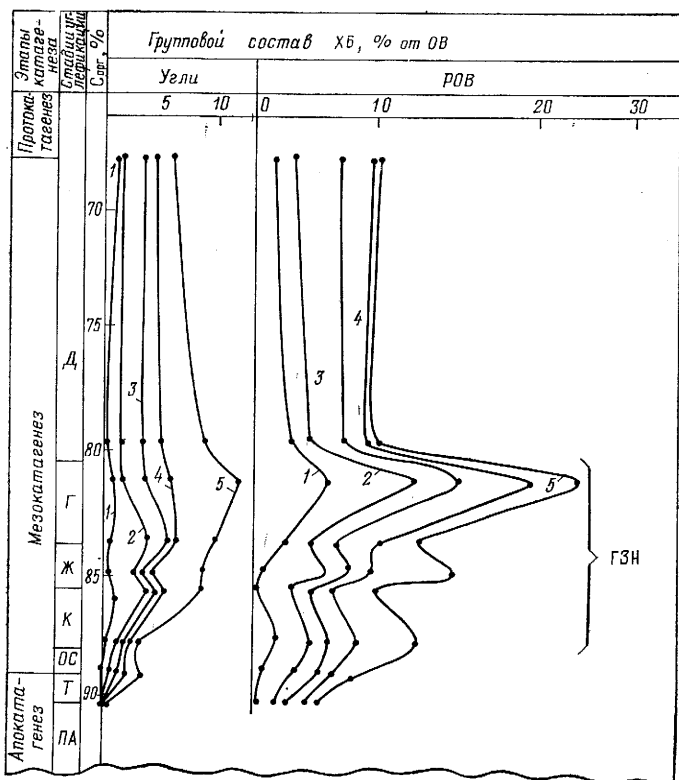


Рис. 2.15. Изменение содержания ХБ в гумусовых углях и в РОВ существенно арконового (гумусового) типа по мере развития катагенеза. По данным А. Э. Конторовича и В. П. Даниловой, 1971 г.

Углеводороды: 1 — алкано-циклановые; 2 — циклано-ареновые; смолы: 3 — бензолы; 4 — спиртобензолы; 5 — асфальтены

порции битумоида, а в нем — микронепфти, уже абиогенные. Поскольку, однако, они возникли из биогенного вещества, их можно называть метабиогенными.

В основном образование катагенетического битумоида связано с деструкцией полимерлипоидинов. Ведущий фактор — температура, чаще всего в интервале 60—160 °С (рис. 2.14, 2.15). На стадиях углефикации коксовая — жирная развивается ГФН. Установлено, что потенциал битумообразования у разных типов ОВ различен и в общем пропорционален содержанию в ОВ водорода, не связанного с гетероэлементами. Предложенный Н. Б. Вассоевичем и И. Е. Лейфманом коэффициент F (%) позволяет ориентировочно судить о величине потенциала битумообразования: $F = [H - 2\sum(O + N + S)]/C$. Если F больше 0,6—0,7, то ОВ не может не генерировать битумоиды (а в них — микронепфть) и (или) углеводородные газы.

Из трех установленных Г. Потонье типов ОВ — сапропелевого, гумусового и липтобиолитового — максимальной способностью образовывать би-

тумоиды обладает сапропелевое, богатое соединениями алинового типа, а наименьшей способностью — гумусовое (с преобладанием веществ арконового типа).

Максимум битумоидообразования приходится на ГЗН приуроченную чаще всего к градациям катагенеза $МК_1—МК_2—МК_3$ с температурой 70—180 °С. Однако этот максимум, во-первых, представляет собой несколько пиков в зависимости от типа ОВ и вмещающих пород и, во-вторых, он может смещаться по разрезу вверх (например, в случае глинисто-кремнистых отложений, в которых ОВ образовалось из диатомовых водорослей) или вниз (например, в случае арконового типа ОВ).

Закономерности распределения битумоидов в почвах и седиментитах (современных и ископаемых осадках) и их связь с типом органического вещества

Первая закономерность — битумоиды представляют собой обязательный, обычно малый компонент ОВ, присутствующий почти во всех почвах и седиментитах независимо от их возраста. При этом абсолютное содержание битумоидов, как правило, тем больше, чем больше в породе (почве) ОВ. Но это правило действительно только при прочих равных условиях — как в смысле фациально-генетического типа ОВ, так и степени его катагенетической или гипергенетической измененности и т. д.

Вторая закономерность — при прочих равных условиях доля (относительное содержание) битумоидов в ОВ (седикахитов или педокахитов) тем больше, чем меньше содержание в породе ОВ (или гумуса в почве). Первоначально эту закономерность отметил В. А. Успенский в 1951 г., установивший, что содержание битумоида в процентах на общее количество ОВ закономерно убывает по мере возрастания содержания последнего, что объясняется интенсивным разрушением ОВ, при котором осадок обогащается наиболее стойкими битуминозными компонентами. При этом Н. Б. Вассоевичем было отмечено, что проявляется эта зависимость особенно хорошо при низком содержании S_{org} в породе и наблюдается также в современных осадках и в почвах. На рис. 2.16 видно, что между содержанием ОВ и битумоида А существует прямая связь, а между ними и величиной β — обратная. С этой же закономерностью связана зависимость частного характера — по мере увеличения содержания ХВ возрастает нейтральность битумоида.

Вообще, как показали статистические подсчеты, обычно наблюдается прямая и довольно тесная корреляционная связь между содержанием УВ в породе и в ОВ и степенью битуминозности последнего. Ранговый коэффициент координации значений β и μ_3 (по К. Спирмену) обычно не бывает меньше 0,85 (рис. 2.17).

Было также установлено, что карбонатные осадки характеризуются более высокой степенью битуминозности ОВ, т. е. большими значениями $\beta_{ХВ}$, а степень восстановления ХВ, фиксируемая, в частности, величиной отношения $(C+H)/(N+S+O)$, растет по мере увеличения карбонатности седиментитов (Н. Б. Вассоевич, 1973 г.).

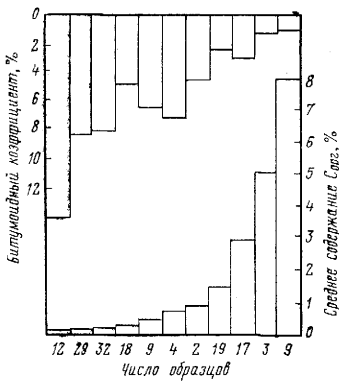


Рис. 2.16. Зависимость между содержанием ОБ в породах и степенью его битуминозности (закономерность В. А. Успенского). Построено по данным Т. К. Баженовой, С. А. Кащенко, Л. Г. Марковой для палеозойской породы западной части Сибирской платформы.

Коэффициент ранговой корреляции К. Спирмена составляет $-0,96$

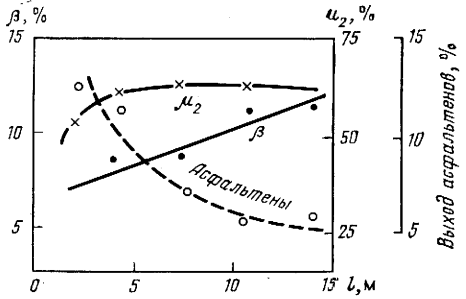


Рис. 2.18. Зависимость содержания битуминов (фиксируемого величиной β) и их состава (количество УВ — M_2 и асфальтенов) в нефтематеринском ОБ девонских аргиллитов от расстояния до коллектора 1 (Восточная Сахара, Алжир)

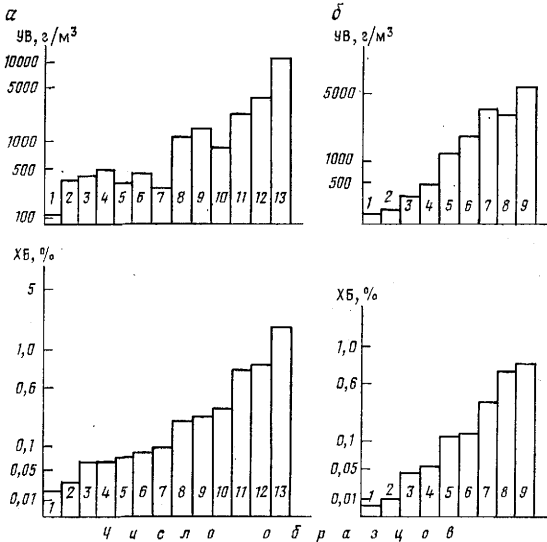


Рис. 2.17. Диаграммы зависимости между содержанием в породах битуминов ХБ и УВ (основной части микро нефти). Коэффициент ранговой корреляции (по К. Спирмену) для пород:

а — карбона 0,87 (229 анализов), б — девона 0,98 (593 анализа)

Закономерно меняется состав битумоидов по мере усиления катагенетической превращенности ОВ. До ГЗН в составе битумоидов увеличивается количество масляной фракции и соответственно снижается содержание гетероэлементов. Параллельно возрастает величина отношения ХВ (А+С)/ДСББ.

С. Г. Неручев (1962 г.) на основе фактических данных установил важную закономерность (до этого в предположительной форме неоднократно отмечавшуюся Н. Б. Вассоевичем) «покисения» битумоида, т. е. снижения содержания в нем С и Н и возрастания количества гетероэлементов с определенной глубины. Это происходит из-за усиления с этой глубины эмиграции и ухода из битумоида микронепти, в основном УВ. После того как было установлено явление усиленной генерации и эвакуации микронепти во время главной фазы нефтеобразования (ГФН), стало ясно, что «покисение» битумоида — это негативная сторона проявления ГФН. Пока, однако, универсальность эффекта, подмеченного С. Г. Неручевым, с достоверностью не установлена. В 1965 г. С. Г. Неручев, И. С. Ковачева и независимо от них А. Э. Конторович и А. А. Трофимук показали, что в нефтематеринских глинистых породах состав битумоидов из-за эмиграции микронепти по мере приближения к коллектору становится более кислым. Этот вывод вскоре был подтвержден исследованиями Б. С. Короткова и французских ученых (рис. 2.18).

Биохимическое изучение битумоидов с историко-генетических позиций параллельно с изучением всего ОВ в целом и вмещающего его осадка (породы) имеет большое научное и практическое значение. Результаты такого комплексного исследования позволяют пролить свет на фаціальную обстановку формирования отложений в процессе как седиментогенеза, так и диагенеза, помогают определить степень (градацию) катагенетической измененности породы и, что часто особенно важно, получить информацию о ее нефтематеринских свойствах.

Поэтому широкое и детальное изучение битумоидов является совершенно обязательным элементом современных нефтегеологических исследований.

§ 7. Изотопный состав углерода, водорода, азота и серы в нефтях, газах и органическом веществе пород

Изотопный состав элементов нефтей и природных газов начали изучать в основном лишь в послевоенные годы. Первые исследования в этом направлении (по углероду и водороду) были проведены в Советском Союзе А. В. Трофимовым в 1952 г. и Н. С. Филипповой в 1953 г. Затем следует упомянуть о работах Ф. А. Алексева, Т. А. Ботневой, А. П. Виноградова, Э. М. Галимова, В. А. Гриненко, Н. А. Еременко, В. С. Лебедева, С. П. Максимова, Р. Г. Панкиной и др. За рубежом исследования изотопного состава углерода нефтей, газов и ОВ в значительном объеме проводились С. Сильверманом, С. Эпштейном, Дж. Хантом, Е. Дегенсом, П. Мюллером, У. Коломбо, серы — Г. Тодом, Дж. Монстером, А. Харрисоном, азота — Т. Хоурингом, Х. Муром и др.

Основными элементами нефти и газа являются углерод и водород. В состав неуглеводородных компонентов входят сера, азот и кислород. Азот унаследован от исходного ОВ, сера считается приобретенной в процессе диагенеза, а в отношении происхождения кислорода существуют различные точки зрения. В настоящее время загадку происхождения нефти пытаются решить с помощью изучения изотопных вариаций серы, азота и кислорода, что может пролить свет на условия накопления ОВ и, возможно, условия существования нефтей и газов в залежах.

Распространенность стабильных изотопов биогенных элементов в природе неодинакова, наибольшее распространение для каждого элемента имеют легкие изотопы:

Элемент	Изотоп	Относительная распространённость изотопа, %
Водород	^1H	99,985
	^2H	0,015
Углерод	^{12}C	98,892
	^{13}C	1,108
Азот	^{14}N	99,635
	^{15}N	0,365
Сера	^{32}S	95,018
	^{33}S	0,750
	^{34}S	4,215
	^{36}S	0,017

Методы определения изотопного состава углерода, водорода, серы и азота

Изотопный состав углерода (И.С.У.) определяется масс-спектрометрически. Методика прецизионного измерения И.С.У. на масс-спектрометре описана в работе Э. М. Галимова (1968 г.). В качестве рабочего вещества используется углекислота. Измерения проводятся на ионных пиках, соответствующих 44- и 45-й массам. Применяется двухлучевой метод с компенсационной схемой регистрации ионных токов.

Фактически на масс-спектрометре определяется не соотношение концентраций изотопов, а различие между изотопным составом элемента исследуемого образца и некоторого эталона. В качестве общепринятого стандарта используется предложенный Х. Крейгом (H. Craig, 1957 г.) эталон PDB, представляющий собой углерод карбоната кальция белемнита позднемелового возраста из свиты Пи-Ди (Южная Каролина, США). Абсолютное значение отношения $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$ в нем составляет $1123,75 \times 10^{-5}$. Эта величина принимается за условный нуль.

Положительные величины $\delta^{13}\text{C}$ указывают на большее содержание изотопа ^{13}C в пробе по сравнению со стандартом, отрицательные — на меньшее. Однако каждый исследователь пользуется своим местным стандартом, что удобнее в работе и позволяет повысить точность определений. Для сопоставимости результаты, как правило, пересчитываются по отношению к стандарту PDB. При этом отношение изотопов вычисляется

в относительных единицах $\delta^{13}\text{C}$, которые выражаются в промилле, реже в процентах:

$$\delta^{13}\text{C} = \left[\frac{(^{13}\text{C}/^{12}\text{C}) \text{ образца}}{(^{13}\text{C}/^{12}\text{C}) \text{ стандарта}} - 1 \right] \cdot 1000.$$

Поскольку применяемая в качестве рабочего вещества углекислота содержит кислород, имеющий изотопы ^{16}O и ^{17}O , то в комбинации с изотопами углерода они искажают ионные токи 44- и 45-й масс. Ввиду этого приходится вводить поправку, для чего необходимо измерять $\delta^{18}\text{O}$ образца отдельно. Для уравнивания изотопного состава кислорода проб в процессе их подготовки при сжигании углеродсодержащих соединений пользуются постоянным источником кислорода с известным изотопным составом, а затем во все пробы вносят одну и ту же кислородную поправку: $\delta^{13}\text{C}_{(\text{образец}-\text{РДВ})} = \delta^{13}\text{C}_{(\text{образец}-\text{стандарт})} + \delta^{13}\text{C}_{(\text{стандарт}-\text{РДВ})} + 10^{-2} \delta^{13}\text{C}_{(\text{образец}-\text{стандарт})} \delta^{13}\text{C}_{(\text{стандарт}-\text{РДВ})}$.

При сопоставлении результатов определений $\delta^{13}\text{C}$ нефтей, битумов и других образцов разных лабораторий следует учитывать возможные расхождения (до 20/00) в изотопном составе углерода.

Масс-спектрометрический метод определения изотопного состава водорода широко применяется во всем мире для изучения природных вод. Значительно меньше известно работ по изучению этим методом изотопного состава водорода ОВ, нефтей и газов.

В Советском Союзе с этой целью масс-спектрометрический метод начали использовать совсем недавно (В. Е. Ерохин, 1980 г.). Изотопный состав водорода определяется на масс-спектрометре в молекулярной форме (H_2). Все органические соединения водорода переводятся в «воду сожжения». Из воды водород выделяется импульсным методом разложения на цинке активированным бромидом свинца. Метод разработан Р. Хюбнером с соавторами в 1960 г. и усовершенствован В. Е. Ветштейном в 1967 г. Общая абсолютная погрешность метода 0,3—0,5 %.

Большое распространение имеют плотностные (денсиметрические) методы определения изотопного состава водорода, из которых наиболее популярен флотационный, или поплавокный.

Подготовка любого ОВ для анализа складывается из двух этапов — сожжения, при котором весь водород переводится в окисленную форму, и очистки полученной воды сожжения от минеральных и органических примесей. Сопоставление проводится со стандартом, в качестве которого обычно используется водопроводная вода. Конечный результат (утяжеление по отношению к стандарту δD) выражается в γ (10^{-6} г/см³). Максимальное отклонение от среднего значения трех параллельных определений составляет не более 0,5 γ .

Разработан также способ определения дейтерия фотонейтронным методом, который основан на сравнении нейтронных потоков, возникающих при облучении исследуемого и стандартного вещества γ -квантами.

Определение изотопного состава серы производится масс-спектрометрически. Наиболее удобная форма серы для этого анализа — двуокись серы SO_2 , в которой определяется соотношение изотопов ^{32}S и ^{34}S . Их рабочие массы — 48 и 50 ($^{32}\text{S}^{16}\text{O}$ и $^{34}\text{S}^{18}\text{O}$) или 64 и 66 ($^{32}\text{S}^{16}\text{O}^{16}\text{O}$ и

$^{34}\text{S}^{16}\text{O}^{16}\text{O}$). В качестве стандарта применяется троилитная сера метеоритов со стабильным изотопным составом, отношение $^{32}\text{S}/^{34}\text{S}$ в ней равно 22,220. Изотопный состав серы различных объектов обычно выражается в $\delta^{34}\text{S}$ — отклонении изотопного состава серы образца от метеоритной серы.

Прецизионное масс-спектрометрическое определение изотопов серы производится методом раскомпенсации по В. И. Устинову и В. А. Гриненко (1965 г.) с точностью до 0,05 %.

Разработаны надежные химические методы количественного перевода различных соединений серы в SO_2 . Они обеспечивают соответствие изотопного состава исходного вещества и SO_2 , стабильность изотопного состава кислорода в рабочих образцах SO_2 и отсутствие в них примесей, дающих при электронной бомбардировке массы, близкие к рабочим.

Описание методов подготовки к изотопному анализу серы и ОВ можно найти в работе Р. Г. Панкиной, опубликованной в 1978 г.

Для определения изотопного состава азота также используется масс-спектрометрический метод. Стандартом служит атмосферный азот, поскольку вариаций изотопного состава воздуха не обнаружено. В качестве рабочего вещества при измерении используется молекулярный азот. Это обусловлено относительной легкостью перевода азота различных азотсодержащих соединений в молекулярную форму. Недостатком использования молекулярного азота является присутствие фоновых пиков атмосферного азота. Влияние фона исключают обычным способом — попеременным измерением стандартного образца и пробы. Точность определений от $\pm 0,3$ до $\pm 1,0$ ‰. Методика перевода соединений азота в молекулярную форму и очистки пробы от примесей, главным образом от окиси углерода, дающей фоновые пики в той же области масс, что и азот, описана Т. Хоурингом в 1955 г.

Изотопный состав углерода

Основным источником биогенного углерода животных и растительных организмов служит углекислота атмосферы и гидросферы. Отмечается следующий изотопный состав, ‰: для углерода атмосферной CO_2 —7, бикарбоната морской воды $-1,3 \div -2,9$, $\delta^{13}\text{C}$ современных морских растений и беспозвоночных животных $-7,6 \div -17,4$, пресноводных растений $-22 \div -32$, наземных животных $-24 \div -29$. Изотопный состав углерода биологических фракций планктона приведен в табл. 2.21. Имеются различия по изотопному составу между индивидуальными компонентами фракций ОВ, особенно значительные для аминокислот.

Вариации И.С.У. органического вещества современных осадков значительно меньше, чем у животных и растительных организмов, $\delta^{13}\text{C}$ ОВ илов колеблется (‰): для морских от $-19,3$ до -26 , пресноводных в среднем от $-24,3$ до $-28,3$, озерных от -27 до $-32,5$.

Сопоставление И.С.У. современных растений и животных и ОВ морских и пресноводных осадков показывает, что последние, как правило, обогащены изотопом ^{12}C . Это обогащение, с одной стороны, связано

Изотопный состав углерода $\delta^{13}\text{C}$ (‰) главных биохимических компонентов планктона

(J. M. Hunt, E. T. Degens, 1967 г.)

Образец в целом	Липиды, извлеченные		Пектин	Гемидцеллюлоза	Клетчатка
	$\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$	CH_2Cl			
-21,2	-21,8	-23,0	-26,3	-16,7	-20,4
-19,8	-20,8	-37,4	-17,5	-17,4	-20,2
-19,9	-19,8	-23,5	-16,4	-18,3	-21,5
-20,4	-21,0	-30,5	-17,2	-21,0	-23,6

Продолжение табл. 2.21

Образец в целом	Сахара	Аминокислоты, гидролизуемые $2\text{n} \cdot \text{H}_2\text{SO}_4$	Аминокислоты, гидролизуемые $6\text{n} \cdot \text{HCl}$	Лигнин
-21,2	-19,0	-17,5	-17,9	-28,8
-19,8	-19,6	-15,9	-16,1	-25,2
-19,9	-18,0	-17,5	-18,0	-21,8
-20,4	-19,2	-18,8	-19,1	-22,6

с наследованием ОВ изотопически легких липидных фракций без заметного изотопного фракционирования в процессе деструкции ОВ, с другой стороны, с декарбоксилированием белков и потерей в связи с этим изотопически тяжелых карбоксильных групп аминокислот.

Изотопный состав углерода углей (гомогенного ОВ) характеризуется незначительными вариациями $\delta^{13}\text{C}$ ($-22 \div -27\text{‰}$). Рассеянное в породах ОВ имеет более широкие колебания $\delta^{13}\text{C}$ от -20 до $35,3\text{‰}$ (табл. 2.22, 2.23). В общем виде по данным Э. Дегенса (1969 г.), Д. Вельте и др. (1979 г.), от молодых плейстоценовых отложений к древним палеозойским и особенно к докембрийским в ОВ происходит увеличение содержания изотопа ^{12}C .

Основываясь на том, что наземная и морская растительность отчетливо различаются по И.С.У., многие исследователи (В. Вышемирский, С. Сильверман, С. Эпштейн и др.) считают, что ОВ континентальных фаций должно быть обогащено изотопом ^{12}C по сравнению с ОВ морских фаций и соответствующие различия будут присущи нефтям, генерированным этими толщами. Однако проведенное Т. А. Ботновой в 1974 г. изучение битумондов (ХБ и ДСББ) и дебитумизированного остаточного ОВ различных типов показало, что гумусовое ОВ отличается большим содержанием изотопа ^{13}C ($\delta^{13}\text{C} -23,5\text{‰}$) по сравнению с сапропелевым ОВ ($\delta^{13}\text{C} -25,29\text{‰}$); сапропелево-гумусовое ОВ занимает промежуточное положение ($\delta^{13}\text{C} -24,49$ и $-24,76\text{‰}$).

Таблица 2.22

Изотопный состав углерода ОВ и его фракций верхнедевонских отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции
(С. М. Катченков, 1975 г.)

Месторождение	Литология	$\delta^{13}\text{C}$, ‰		
		ОВ	ХБ	ДСББ
Западно-Тэбукское	Сланец	-21,6	Не опр.	Не опр.
	Сланец	-24,3	»	-21,5
Ярегское	Известняк	-19,7	-22,9	Не опр.
	Сланец	-23,6	-29,5	»
Усинское	Песчаник	-23,9	18,9	»
	Известняк нефтеносный	Не опр.	Не опр.	-25,4
Джьерское	Песчаник	»	-27,5	Не опр.
	Сланец	»	-26,8	-21,3
Пашнинское	Глина	-20,3	-22,9	-20,7
	»	-23,7	Не опр.	24,9
Савиноборское	»	Не опр.	-26,8	-25,8

Л. И. Богородская, С. Н. Гольшев, А. Э. Конторович (1980 г.) также пришли к заключению, что основной закономерностью в распределении изотопов углерода ОВ осадочных пород фанерозоя является обогащение сапропелевого (аквагенного) ОВ изотопом ^{12}C по сравнению с гумусовым (террагенным). Они считают, что это связано со складываю-

Таблица 2.23

Изотопный состав углерода ОВ пород разного возраста [66]

Район	Возраст пород, млрд. лет	Литология	$\delta^{13}\text{C}$, ‰	
			Кероген	Битумоид
Канада				
Онтарио	2,2	Аргиллит	-27,4	Не опр.
»	2,0	Кремнистый сланец	-15,6	»
Британская Колумбия	0,54	Сланец	-27,8	»
США				
Калифорния	0,016	Сланец	-22,6	»
Миннесота	2,0	Сланец	-35,3	»
Аризона	1,3	Аргиллит	-26,5	-26,2
Мичиган	0,35	Сланец (с доломитом)	-28,4	-22,5
»	1,05	Сланец	-33,1	-29,8
Юта	0,8	Аргиллит	-25,8	-27,8
Великобритания (Шотландия)	0,93	Сланец	-29,1	Не опр.
»	0,75	Сланец	-30,1	-27,7
Норвегия	0,70	Аргиллит	-25,6	-10,2
Намибия	0,68	Известняк	-26,2	Не опр.
Бельгия	0,36	Известняк	-29,3	»
Южная Африка	3,4	Кремнистый сланец	-26,2	»

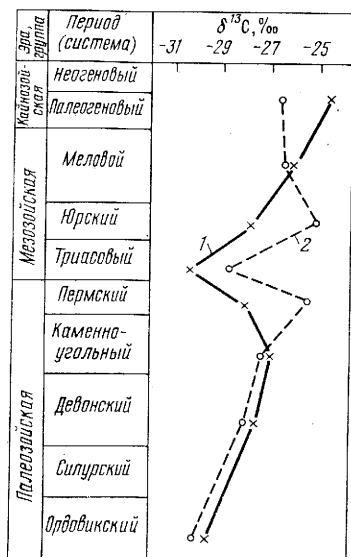


Рис. 2.19. Изотопный состав углерода нефтей в отложениях разного возраста на Европейском (1) и Американском (2) континентах

щейся в диагенезе преимущественно полимерлипидной природой аквагенного нерастворимого ОВ.

Изотопный состав углерода нефтей близок к И.С.У. ОВ осадочных пород, $\delta^{13}C$ нефтей и конденсатов колеблется от -23 до -34‰ (табл. 2.24). В разновозрастных отложениях вариации $\delta^{13}C$ составляют от $1,4 \text{‰}$ для древних палеозойских нефтей до 7‰ для более молодых мезозойско-кайнозойских (рис. 2.19). По данным С. П. Максимова, Р. Г. Панкиной, Е. Н. Шкутник (1980 г.), Т. Джексона (Т. Jackson, 1978 г.), самый легкий изотопный состав углерода имеют нефти отложений протерозоя.

Таблица 2.24
Изотопный состав углерода нефтей ГДР, Польши и СССР [55]

Возраст пород	Район	$\delta^{13}C, \text{‰}$
Палеоген и неоген	Западное и Восточное Предкавказье, Азербайджан	-26,52
	Кросно-Шапок, Предкарпатье (Польша)	-25,64
Мел	Западное Предкавказье	-23,44
	Грузия	-26,53
	Предкарпатье (Польша)	-26,56
Юра	Западная Сибирь	-31,1
	Любачев (Польша)	-25,28
	Восточное Предкавказье	-23,07
Триас	Западная Сибирь	-31,5
	Предкавказье	-28,95
Пермь	Предсудетская моноκлиналь (Рыбаки, Нова-Соль, Польша)	-25,56
	Бранденбург-Лаузитц (ГДР)	-23,28
	Тимано-Печорская провинция, Пашнинская площадь	-28,2
	Люблин	-27,82
Карбон	Волго-Урал	-29,47
	Мидрвица (Польша)	-27,82
	Тимано-Печорская провинция, Ярегское месторождение	-31,7
Силур	Кетрзин (Польша)	-30,46
	Советская Прибалтика	-29,97
Ордовик	Советская Прибалтика	-29,62
	»	-30,30
Кембрий	»	-30,30
	»	-34,0
Протерозой	Восточная Сибирь	-34,0

Изотопный состав углерода нефти и ее фракций
(П. Мюллер, И. Маас, Т. А. Ботнева, Я. Я. Глогочевский, 1969 г.)

Район	Возраст пород	$\delta^{13}\text{C}$, ‰					
		Нефть	Парафино- нафты	Моноаро- матические УВ	Полиаро- матические УВ	Смолы	Асфальтены
Северо-Восточный Мек- ленбург (ГДР)	Пермь	-26,16	-27,64	-27,22	-26,41	-26,46	-27,60
		-28,63	-27,40	-26,28	-26,04	-26,45	-26,66
		-23,81	-24,95	-24,42	-24,67	-25,70	Не опр.
Предкавказье	Меотис	-26,52	-27,07	-25,98	-25,92	-26,38	
	Чокрак	-27,56	-27,85	-27,51	-27,02	Не опр.	
	Майкоп	-27,43	-28,44	-27,87	-27,16	-28,47	
	Кумская свита	-27,18	-27,63	-26,68	-26,56	-26,91	
	Ильская свита	-27,80	-28,28	-27,43	-27,22	-27,58	
	Нижний мел	-23,44	-24,72	-22,61	-23,10	-23,55	
	Верхняя юра	-23,13	-23,59	-22,87	-23,22	-23,63	
Польша	Верхняя юра	-25,48	-26,41	-25,32	-25,11	-28,36	
Волго-Урал	Карбон	-29,34	-30,72	-29,82	-28,99	-29,28	

Изотопный состав углерода узких температурных фракций нефтей Западной Сибири и Ферганы
(по работам Ф. А. Алексеева, Т. И. Крапина, И. И. Нестерова, 1977 г.; А. М. Ахрамходжаева,
А. А. Абуазизова, Ф. А. Алексеева, 1975 г.)

Месторождения	$\delta^{13}\text{C}$ (‰) фракций, °С									
	60—95	95—122	122—150	150—200	200—250	250—300	300—350	350—400	400—450	
Южно-Сургутское	-29,9	-30,5	-31,5	-30,5	-31,1	-31,3	-31,7	-31,1	-31,3	
Варьеганское	-29,6	-29,5	-30,7	-30,6	-30,9	-30,8	-31,4	-32,0	-31,3	
Сальмское	Не опр.	-30,2	-29,5	-30,7	-30,3	-30,6	-31,6	-30,8	-31,2	
Вынгапуровское	-26,0	-28,1	-29,2	-28,7	-28,2	-28,9	-28,7	-31,0	-29,0	
Медвежье	Не опр.	-25,3	-26,8	-26,9	-26,2	-28,9	-28,5	-28,4	-28,7	
Хаджнабад*	»	-29,0	-28,8	-29,3	-29,7	-29,9	-30,7	-29,1	-30,1	
Западно-Палванташское	-25,5	-24,2	-25,5	-23,1	-25,0	-24,5				Не определялся

* $\delta^{13}\text{C}$ фракции 450—500 °С нефти месторождения Хаджнабад —29,8 ‰.

Разные фракции нефти характеризуются неодинаковым И. С. У. (табл. 2.25, 2.26). От парафинонафтеновых УВ к ароматическим и далее к смолам содержание изотопа ^{13}C увеличивается.

Различия в изотопном составе углерода нефтей обусловлены: 1) внешними и внутренними факторами, определяющими И. С. У. исходного ОБ (температура и рН водной среды, парциальное давление CO_2 атмосферы, палеоклиматические и палеоэкологические особенности региона); 2) факторами, обуславливающими фракционирование изотопов углерода в процессе образования нефти (деградация сложных структур, конденсация простых структур и т. д.), и 3) факторами, определяющими вторичные изменения нефтей (миграция, гипергенные и катагенные процессы).

Изотопный состав углерода углеводородных газов варьирует в широких пределах — от —3,60 до —87,0 ‰ (табл. 2.27, 2.28, 2.29, 2.30). Значительные пределы колебаний $\delta^{13}\text{C}$ метана ряд авторов [12, 34] объясняет разным генезисом газов. Метан глубинного происхождения, образование которого связано с термокаталитическими процессами, обогащен изотопом ^{13}C . Метан, генерируемый в результате микробальной

Изотопный состав углерода метана месторождений
термокаталитической зоны

(Ф. А. Алексеев, В. С. Лебедев, Т. А. Крылова и др., 1972 г.)

Месторождение	Возраст пород	Тип залежи	Содержание, %		$\delta^{13}\text{C}$, ‰
			CH_4	$\text{C}_2 + \text{вышш.}$	
Нямедь	D ₃	Газовая	92,2	0,5	-5,63
Печоро-Кожвинское	P ₂	»	96,3	0,8	-5,56
Нижняя Омра	D ₃	Нефтегазовая	70	20	-4,73
Пашня	D ₂	»	85	11	-4,40
Бельское	T	»	88	9,0	-4,56
Радченковское	C ₁	»	60	40	-4,50
Елшанское	C ₂	Газовая	93,0	3,0	-5,26
Песчаный Умет	C ₁	Нефтегазовая	91	4,7	-4,60
	C ₂	Газовая	95,0	1,1	-5,08
Колотовское	C ₁	Нефтегазовая	92	4,5	-4,70
	»	Газовая	He опр.		-4,90
Степновское	»	Нефтегазовая	»		-4,31
	D ₂	Газоконденсатная	»		-4,47
Газли	K	Нефтегазовая	»		-3,60
Уренгойское	K	»	87	He опр.	-4,30
Мессояхское	J—K	»	92,5	6,6	-3,85
Русское	K	»	98,5	0,1	-4,84
Тазовское	K	»	98,5	0,1	-5,09

Таблица 2.28

Изотопный состав углерода метана газовых месторождений ГДР
и ПНР, приуроченных к пермским отклонениям
(E. P. Müller, F. May, 1976 г.)

Район	Возраст пород	$\delta^{13}\text{C}$, ‰
ГДР		
Альменхаузен	Средний бунтзандштейн	-41,51
Лангельзальц	То же	-22,96
Кирхенхейлинген	Штасфурт-карбонат	-41,45
Кранберг	То же	-24,80
	Красный лежень (ротлиген-дес)	-28,27
Северо-Западный Мекленбург	То же	-14,72
Альтмарк	»	-22,41
Бранденбург	»	-18,01
Польша		
Бодай-Утехов	Красный лежень (ротлиген-дес)	-28,00
Радзьядж	То же	-34,20

Химический и изотопный состав природных газов Италии
(У. Коломбо, Ф. Газзарини, Р. Гонфьянтини и др., 1967 г.)

Возраст пород	Молярное содержание, %					
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	CO ₂	N ₂
Миоцен	61,05	6,68	3,41	2,26	7,41	19,19
Плиоцен	89,97	1,60	1,13	1,74	0,03	5,53
»	77,49	5,05	2,26	1,70	2,09	11,41
»	33,68	1,82	1,19	3,15	49,67	10,49

Продолжение табл. 2.29

Возраст пород	δ ¹³ C, ‰				
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	CO ₂
Миоцен	-27,7	-30,5	-26,5	-23,4	-12,9
Плиоцен	-57,7	-32,2	-26,4	-22,7	He опр.
»	-52,9	-32,3	-25,3	He опр.	»
»	-46,4	-31,9	-25,2	-22,8	-4,9

деятельности бактерий, обладает существенно более легким изотопным составом. Метан, сопутствующий газовым углям, также обогащен изотопом ¹³C и близок по И. С. У. к метану термокаталитической зоны.

В углеводородных скоплениях, как правило, присутствует CO₂. По мнению Р. Г. Панкиной и В. Л. Мехтиевой (1980 г.), концентрация угле-

Таблица 2.30

Изотопный состав углерода метана газовых скоплений
биохимической зоны
(Ф. А. Алексеев, В. С. Лебедев, Т. А. Крылова и др., 1972 г.)

Район, месторождение	Возраст пород	Объемное содержание, %		δ ¹³ C, ‰
		CH ₄	C ₂ +высш.	
Смоленская область	Четвертичный	51,0	0,01	-85,8
Рудня				
Астраханская область	Бакинский	90,8	Следы	-85,0
Рембаза				
Гинаки	Апшеронский	92,4	»	-87,0
Калмыцкая АССР	Верхнемайкопский	—	—	-74,8
Кучерлинское				
Тахта-Кугультинское				
Хадумский				
Прасковейское	Чокракский	—	—	-71,5
Расшеватское	Хадумский	96,5	—	-71,0

кислого газа и изотопный состав углерода тесно связаны с его генезисом. При небольшой концентрации (не выше 5 %) углекислый газ обогащен легким изотопом (до -27‰), что свидетельствует о его генезисе за счет катагенетического преобразования или бактериального окисления ОВ, нефтей (или газов). При более высокой концентрации CO_2 обогащается тяжелым изотопом (от -7 до $+5\text{‰}$). В этих случаях его генезис, по С. П. Максимова, Р. Г. Панкиной, С. М. Гуревой и др. (1980 г.) и Р. Кроузу (1980 г.), обусловлен либо метаморфизмом или разложением карбонатов, либо поступлением глубинного углекислого газа.

Изотопный состав водорода

В. Шигль и Ж. Фогель (W. Schigl, J. Vogel, 1970 г.), изучали содержание дейтерия в ОВ животных и растительных организмов. Ими показано, что наземные растения обеднены дейтерием (примерно на 30 ‰) по сравнению с водами, питающими эти растения. Обеднены дейтерием и морские растения и животные по сравнению с морской водой (примерно на 76 ‰).

Водород углей содержит меньше дейтерия, чем водород живой растительности, в среднем δD составляет -140‰ . Существенные колебания количества дейтерия в разных углях могут быть обусловлены климатическими условиями в период осадкообразования. В процессе превращения ОВ в нефть происходит фракционирование изотопов водорода. По данным В. Шигля и Ж. Фогеля, нефти (несколько образцов из месторождений Ближнего Востока) имеют среднее $\delta D -89\text{‰}$.

В Советском Союзе В. Е. Ерохиным в 1980 г. масс-спектрометрическим методом было изучено несколько образцов нефти и было показано, что диапазон колебаний значений δD невелик — около 5 ‰. Намечается тенденция (общая с $\delta^{13}\text{C}$) к увеличению содержания легкого изотопа с ростом температуры кипения фракции. Изучен изотопный состав водорода двух фракций нефти (бензиновой и отбензиненной) месторождения Бештентяк. Метано-нафтеновые УВ обеих фракций обеднены дейтерием по сравнению с ароматическими УВ. Углеводородные компоненты бензиновой фракции содержат дейтерия больше, чем УВ, высококипящей фракции.

Большой объем исследований нефтей из отложений разного возраста различных нефтегазоносных провинций Советского Союза был осуществлен денсиметрическим методом. В результате было установлено, что изотопный состав водорода нефтей колеблется в пределах 10‰ (табл. 2.31). В разновозрастных отложениях отмечаются вариации значения δD около 3—4 ‰. Наиболее существенные изменения δD нефтей происходят на границе между отложениями нижнего и верхнего палеозоя, а также палеозоя и мезозоя. Изотопный состав водорода нефтей наследуется от материнского ОВ и зависит от гидрохимических особенностей бассейна. Воды современных океанов отличаются повышенной плотностью по сравнению с речной

¹ 17 — эквивалент молярного содержания дейтерия 0,000972 ‰.

Изотопный состав водорода нефтей из отложений разного возраста [55]

Район	Возраст пород	Число определений	$\delta D, \text{‰}$	
			вариации	среднее
Предкавказье, Средняя Азия	Палеоген и неоген	24	1,7—5,8	3,5
	Мел	9	3,3=6,8	4,8
Прикаспийская впадина Волго-Урал	Юра	5	4,5—9,8	6,8
	Триас	2	5,3—6,7	3,9
	Пермь	2	3,4—4,3	3,9
	Карбон	7	5,2—7,8	6,3
	Девон	6	4,7—12,6	7,4
Волго-Урал, Припятский прогиб, Днепровско-Донецкая впадина	Силур	4	3,6—6,5	4,9
Балтийская синеклиза, Тимано-Печорская провинция				
Балтийская синеклиза	Ордовик	5	3,2—6,3	4,8
Балтийская синеклиза, Восточно-Сибирская платформа		12	4,3—6,0	5,5
Европейская часть СССР, Восточно-Сибирская платформа	Протерозой	7	4,5—5,4	4,0

водой. Обогащение океанических вод дейтерием может быть связано с поступлением ювенильных вод.

По данным В. Шигля и Ж. Фогеля, опубликованным в 1970 г., углеводородный газ, генетически связанный с нефтью, существенно обеднен дейтерием (примерно на 70 ‰) относительно нефти (метан содержит меньше дейтерия, чем высшие УВ). Метан, образующийся из угля, также обеднен дейтерием (на 50 ‰) по сравнению с водородом угля.

При исследовании газов Ф. А. Алексеевым и В. Е. Ерохиным в 1980 г. в разных нефтегазоносных бассейнах СССР были обнаружены значительные вариации величины δD в газах. Выделяются две группы газов, четко различающиеся по изотопному составу водорода: биохимические и термокаталитические. Биохимический метан имеет самое низкое содержание дейтерия из всех исследованных газов (от -25 до -42‰). Метан термокаталитической зоны характеризуется изменением величин δD от $-15,5$ до $-26,8\text{‰}$. Диапазон колебаний δD для газов газонефтяных и газоконденсатных месторождений практически одинаков (от $-19,5$ до -23‰). Отмечается увеличение концентрации дейтерия в метане в ряду (среднее $\delta D, \text{‰}$): залежи газовые ($-22,7$) — газоконденсатные ($-21,5$) — нефтяные ($-20,7$). Наблюдается также повышение содержания дейтерия в метане с глубиной ($\delta D, \text{‰}$): 0—0,5 км $-28,2$; 0,5—1 км $-23,1$; 1—2 км $-21,7$; 2—3 км $-20,8$.

Изотопный состав азота

Основными компонентами биогенного вещества животных и растительных организмов, в которых содержится азот в больших количествах, являются белки, затем нуклеиновые кислоты и порфириновые структуры. Значительно меньше азота содержится в стероидах и липидах. Различия в изотопном составе азота прослеживаются в отдельных частях животных и растений. В современных животных и растениях $\delta^{15}\text{N}$ протеина колеблется от $-9,0$ до $+8,1$ ‰.

Изотопный состав азота органического вещества меняется в широких пределах. ($\delta^{15}\text{N}$ 1—17 ‰, табл. 2.32). Во всех изученных образцах ОВ обогащено изотопом ^{15}N . В процессе преобразования ОВ происходит потеря легкого азота. В торфе и углях отмечается более легкий изотопный состав азота и более узкие пределы его колебаний [55]:

	$\delta^{15}\text{N}$, ‰		$\delta^{15}\text{N}$, ‰
Торф	1,9	Битуминозный уголь	1,6
Торф	—2,8	Каннельский уголь	1,6
Лигнит (бурый уголь)	—0,9	Антрацит	—1,2

Степень метаморфизма углей не сказывается на изотопном составе азота.

Азотистые соединения нефтей представлены основными (алкилированные гомологи пиридина, хинолина, гидропиридина и гидрохинолина) и нейтральными (пирролы, протопорфирины, амиды, хинолин) соединениями. Последние составляют 50—70 % общего азота нефти. В азотистых соединениях нефтей встречаются преимущественно ароматические циклы. Нефти по изотопному составу азота близки к ОВ, они также обогащены изотопом ^{15}N , $\delta^{15}\text{N}$ составляет 1,2—14,6 ‰ (рис. 2.20).

Различия в изотопном составе азота в нефтях объясняются несколькими причинами [55]: а) унаследованностью изотопного распределения азота от биогенного вещества, б) вторичными изменениями, связанными с кинетическими изотопными эффектами при деструкции вещества и изо-

Т а б л и ц а 2.32

Изотопный состав азота в осадочных породах
(Т. Хоуринг, 1960 г.)

Возраст пород	Образец	$\delta^{15}\text{N}$, ‰
Эоцен	Сланец Грин-Ривер	$6,7 \pm 0,5$
Мел	Сланец Стил	$5,7 \pm 0,8$
Эоцен	Тейбаит, бассейн Юинта	$17,5 \pm 1,0$
Триас	Известняк Динвуд	$14,1 \pm 2,0$
Эоцен	Материнский сланец, бассейн Юинта	$15,9 \pm 0,6$
»	Гильсонит, бассейн Юинта	$10,9 \pm 1,9$
Современные	Карбонатные осадки Кубы	$1,0 \pm 0,6$
Эоцен	Материнский сланец Юинта	14,4
»	Вурцилит, бассейн Юинта	14,6
Пенсильваний	Сланец Хоксбар, Оклахома	$2,8 \pm 0,6$
Эоцен	Сланец Уосатч, Юта	$3,1 \pm 0,5$

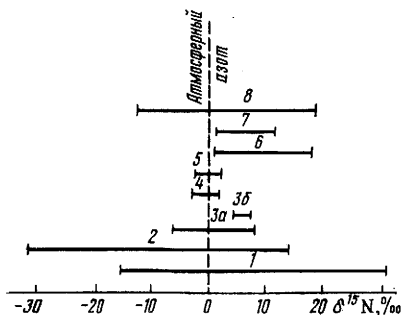


Рис. 2.20. Изотопный состав азота природных объектов. По данным зарубежных исследований.

1 — изверженные породы; 2 — вулканические эксгалации; 3 — живые организмы (а — растения; б — животные); 4 — торф; 5 — уголь; 6 — ОВ осадочных пород; 7 — нефть; 8 — газ

от 13,4 до 1,3 ‰ при миграции газа на 56 км (Т. Holring, Н. Моог, 1958 г.) и от 14 до 6 ‰ в газах штасфурт-карбоната цехштейна ГДР (Р. Müller, R. Wiенholz, 1967 г.).

Изотопный состав серы

Изотопный состав серы животных организмов — обитателей морских и пресноводных бассейнов — меняется в довольно широких пределах ($\delta^{34}\text{S} +16,8 \div -1,4 \text{‰}$) и зависит от изотопного состава водорастворенных сульфатов бассейна обитания. Близкие пределы колебаний

Таблица 2.33

Изотопный состав азота из газовых месторождений ГДР и ПНР, приуроченных к пермским отложениям (F. P. Müller, F. May, 1976 г.)

Район	Возраст пород	$\delta^{15}\text{N}$, ‰
ГДР	Средний бунтзандштейн	13,5
	То же	3,40
Кранберг	Штасфурт-карбонат	12,90
	»	5,90
Северо-Западный Мекленбург	Красный лежень (ротлиген-дес)	10,80
	То же	9,17
Альтмарк	»	6,80
	Красный лежень (ротлиген-дес)	5,97
Бранденбург	То же	6,6
	»	11,05
Польша		
Бодай-Утехов		
Чехов		
Радзьядж		

Таблица 2.34

Изотопный состав серы современных морских осадков
(Н. Thode, A. Harrison, J. Monster, 1960 г.)

Формы серы	Глубина 6 м		Глубина 53 м	
	Содержание S, %	$\delta^{34} S, \text{‰}$	Содержание S, %	$\delta^{34} S, \text{‰}$
Сульфаты	0,0235	11,3	0,0870	3,4
Элементарная сера	0,0336	8,4	0,0083	5,4
Сульфиды	0,0060	12,0	0	Не опр.
Пирит	0,1397	4,9	0,0985	1,3
Органическая сера	0,0178	8,5	0,0112	4,6
Пирит + органическая сера	0,1712	4,9	0,1110	2,1
Общая сера	0,2206	6,5	0,2050	2,5

Таблица 2.35

Изотопный состав серы в нефтях различных территорий
(Р. Г. Панкина, 1978 г.)

Возраст пород	Территория	$\delta^{34} S, \text{‰}$		Число образцов нефтей
		эвапоритов (минимальные значения)	нефтей (средние значения)	
Кайнозой	Ближний и Средний Восток	+19,8	-5,3	37
	Европейская часть СССР		-5,2	24
Мел	Ближний и Средний Восток	+18,8	-5,5	32
	Северная Америка		-3,7	5
Юра	Европейская часть СССР		-1,4	17
	Ближний и Средний Восток	+13,6	-5,4	4
Триас	Европейская часть СССР		-4,4	18
	Ближний и Средний Восток		+2,5	3
Пермь	Северная Америка	+20,7	+3,9	3
	Европейская часть СССР		+3,2	2
Карбон	Северная Америка	+9,8	-1,3	—
	Европейская часть СССР		-1,1	7
Девон	Северная Америка	+18,0	+3,7	—
	Европейская часть СССР		+4,3	96
Силур	Северная Америка	+23,0	+12,1	—
	Европейская часть СССР		+10,4	10
Ордовик	Северная Америка	+26,9	+8,7	—
	Европейская часть СССР		+6,3	2
Кембрий	Северная Америка	+25,5	+7,7	—
	Европейская часть СССР		+8,5	2
Протерозой	Восточно-Сибирская платформа	+26,8	+19,5	7
	То же	+14,5	+15,2	7

Примечание. По Ближнему и Среднему Востоку данные Г. Тода и Дж. Монстера, по Советскому Союзу — Р. Г. Панкиной, по Северной Америке — Г. Тода, Дж. Монстера, А. Харрисона.

Изотопный состав серы нефтей и их фракций [55]

Месторождение	Возраст продуктивных отложений	S, %	$\delta^{34}\text{S}$, ‰				
			Нефти	Серосодержащие ароматические УВ	Смолы		Асфальтены
					бензолы	спиртобензолы	
Шамбары	Алайский ярус (пермь)	0,45	Не опр.	Не опр.	-12,0	-10,4	
Кичик-Бель	Бухарский ярус (пермь)	3,04	-22,5	-21,0	-21,06	-21,35	
Ляль-Микар	То же	2,6	-20,7	-22,8	-21,9	-24,1	
Кызыл-Тумшук	»	4,4	-21,2	-19,4	-17,7	-19,5	
Арланское	Визейский ярус (нижний карбон)	1,75	+5,3	+5,7	+7,4	+6,8	
Радаяевское	Пашийский горизонт (верхний девон)	3,2	+3,5	+4,2	+4,2	Не опр.	

$\delta^{34}\text{S}$ имеют и растительные организмы (от 16,9 до 5,4 ‰). По сравнению с сульфатами сера организмов несколько обогащена легким изотопом — $\delta^{34}\text{S}$ меняется от 1,4 до 7,2 ‰ для животных и от 10,4 до 12,7 ‰ для растений. У последних $\delta^{34}\text{S}$ часто практически не отличается от $\delta^{34}\text{S}$ сульфатов. Изотопный состав серы наземных организмов изменяется в более узких пределах ($\delta^{34}\text{S}$ составляет 0,8—3,5 ‰) и близок к изотопному составу пресноводных растений; по сравнению с почвенными сульфатами наземные организмы значительно обогащены легкой серой, $\delta^{34}\text{S}$ меняется от 0,9 до 4,8 ‰, по данным В. Л. Мехтиевой, Е. Я. Гаврилова, Р. Г. Панкиной (1976 г.).

Изотопный состав серы органического вещества современных осадков существенно меняется ($\delta^{34}\text{S} + 8,5 \div 46,5$ ‰) (табл. 2.34). По сравнению с сульфатами морского бассейна сера ОВ значительно обогащена легким изотопом ($\delta^{34}\text{S}$ 10—30 ‰ и выше), что свидетельствует о новообразовании сераорганических соединений в ОВ осадка в процессе микробного восстановления сульфатов. Изотопный состав серы ОВ древних пород изучен недостаточно. В целом для исследованных битумоидов характерны колебания $\delta^{34}\text{S}$ от 9,7 до -23,7 ‰ и обогащенность легким изотопом по сравнению с сульфатами эвапоритов.

В нефтях $\delta^{34}\text{S}$ колеблется от -5,5 до +19,5 ‰ (табл. 2.35). Сера нефтей по отношению к одновозрастным эвапоритам обогащена легким изотопом ($\delta^{34}\text{S}$ 10—30 ‰, иногда и выше), что свидетельствует о ее генетиче-

Изотопный состав серы сероводорода, растворенного в нефтях [55]

Район	Возраст пород	Число образцов	$\delta^{34}\text{S}$, ‰	
			Вариации	Средние значения
Средняя Азия	Кайнозой	4	+10,7 ÷ +17,0	+14,0
Волго-Урал	Верхняя пермь	12	-12,0 ÷ +10,8	-0,3
	Нижняя пермь	6	-3,2 ÷ -1,3	-1,6
	Средний карбон	10	-10,4 ÷ +10,4	-0,14
	Нижний карбон	44	-15,4 ÷ +10,4	-0,3
	Девон	1	+4,5	+4,5

ской связи с водорастворенными сульфатами бассейнов накопления исходного ОВ.

Отмечается тенденция повышения содержания тяжелого изотопа серы в нефтях с увеличением возраста вмещающих отложений, которое носит ступенчатый характер и происходит параллельно изменению изотопного состава серы эвапоритов.

Нефти, залегающие в одновозрастных стратиграфических комплексах, даже в пределах крупных нефтегазоносных территорий по изотопному составу серы довольно близки (различия не превышают 3—5 ‰). Однако в отдельных случаях в нефтях отмечается увеличение или уменьшение содержания изотопов серы по сравнению с другими нефтями данного возраста. Как правило, это явление наблюдается в нефтях, образование которых связано с локальными бассейнами со специфическим гидрохимическим или газовым режимом.

Серосодержащие компоненты нефти (ароматические УВ, смолы, асфальтены) характеризуются гомогенностью изотопного состава (табл. 2.36).

Изотопный состав сероводорода свободных и растворенных в нефтях газов колеблется весьма существенно, $\delta^{34}\text{S}$ составляет -16 ÷ +17 ‰ (табл. 2.37). Отмечается зависимость между изотопным составом серы H_2S и его концентрацией в газах, что связано с особенностями его генезиса. При содержании менее 3 % H_2S обогащен легким изотопом до -16 ‰, а его образование обусловлено биогенным восстановлением сульфатов пластовых вод. При более высоких концентрациях H_2S сера обогащается тяжелым изотопом (до +17 ‰ и более). В этих случаях, по данным Р. Г. Панкиной, В. Л. Мехтиевой (1981 г.), Р. Кроуза (1980 г.), генезис H_2S связан с химическим восстановлением сульфатов в условиях повышенных температур (75 °С).

Стабильные изотопы в геохимии нефти

Изучение изотопных эффектов элементов широко применяется при решении важнейших вопросов геохимии нефти. Информация об изотопном составе углерода нефти, ее фракций и индивидуальных УВ позволяет в определенной степени судить о ее генезисе. Общие черты изотопного состава углерода разных нефтей — обогащенность парафиновых и нафтеновых

УВ изотопом ^{12}C , а ароматических соединений — изотопом ^{13}C , а также закономерное изменение величины $\delta^{13}\text{C}$ в смолах и асфальтенах может интерпретироваться как следствие проявления характера процесса нефтеобразования и приблизительной общности исходного биогенного материала. Отклонения от наблюдаемых закономерностей могут быть результатом флуктуаций в исходном ОВ или действия литофациальных условий метаморфизма. Изучение И.С.У. отдельных фракций нефти позволяет делать вывод о первичности нефтей или о наличии новообразований, что особенно важно при изучении смолисто-асфальтеновых компонентов нефти.

Данные об изменении И.С.У. углеводородной составляющей газов дают возможность судить об их генезисе (биохимическом или термokatалитическом) и направлении миграции. Изотопный состав углерода и серы кислых компонентов газов (CO_2 и H_2S) является не только показателем их генезиса, но может быть одним из критериев для прогнозирования их концентраций в недрах. Изучение изотопного состава водорода нефтей позволяет судить об исходном для нефти органическом материале, накопившемся в водоемах с разной гидрогеологической и палеогидрохимической обстановкой, так как содержание дейтерия в нефти отражает содержание дейтерия в той водной среде, в которой происходило накопление ОВ.

Знание изотопного состава азота в отдельных фракциях нефти, в частности в смолах, позволяет решать вопрос об их первичности или вторичности. Так, по изотопному составу азота нефтяных смол, богатых азотистыми соединениями, их можно отнести к первичным продуктам нефтеобразования. Большое значение имеет информация об изотопном составе азота газов при решении вопросов, связанных с источником поступления азота.

Связь серы нефтей с первыми, ранними стадиями преобразования ОВ, однотипность изменения $\delta^{34}\text{S}$ нефтей и эвапоритов по разрезу осадочной

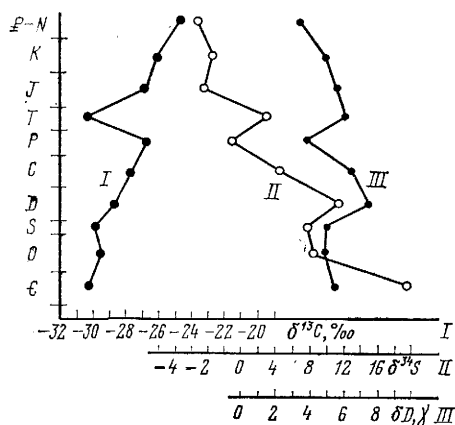


Рис. 2.21. Изменение изотопного состава углерода (I), серы (II) и водорода (III) нефтей по разрезу осадочной толщи.

Для углерода и серы — средние данные по миру, для водорода — средние данные по СССР

толщи, гомогенность изотопного состава серы серосодержащих компонентов нефтей и отсутствие заметного влияния на величину $\delta^{34}\text{S}$ нефтей различных вторичных факторов позволили, с одной стороны, теоретически обосновать возможность использования изотопного состава серы в качестве критерия для установления генетических типов нефтей, а следовательно, выделения циклов нефтеобразования. С другой стороны, эти данные можно использовать для оценки роли латеральной или вертикальной миграции нефти в формировании месторождений. Установление циклов неф-

теобразования имеет большое практическое значение, так как позволяет оценивать перспективы нефтеносности регионов и выделять в их разрезах возможно продуктивные толщи.

Совместное изучение изотопного состава основных биогенных элементов позволяет отчетливо проследить генетическую связь нефтей с исходным ОВ и с большей объективностью судить об условиях его накопления и преобразования (солености, температуре, газовом режиме и т. д.).

Изучение изменения изотопного состава углерода, серы и водорода нефтей по разрезу (рис. 2.21) показало наличие четких, единых закономерностей для всех трех элементов: 1) региональное изменение изотопного состава от древних отложений (палеозойских) к молодым (кайнозойским) — повышение содержания тяжелого изотопа углерода и легких изотопов серы и водорода; 2) резкое изменение изотопного состава элементов на границе отложений кембрия и ордовика, силура и девона, перми и триаса, триаса и юры; направленность этих изменений (рост содержания тяжелых или легких изотопов) для серы и водорода имеет близкий характер (от ордовика к силуру и девону), а для углерода — противоположный.

Особенности регионального изменения изотопного состава углерода, водорода и серы нефтей обусловлены региональными причинами: изменением химического и изотопного состава вод мирового океана, атмосферы и эволюцией животного и растительного мира по мере развития жизни на Земле. Как известно, именно на границах эпох наиболее резко изменялась геологическая и палеогеографическая обстановка на земном шаре. Совместное изучение изотопного состава всех трех элементов позволяет судить о совокупном влиянии указанных выше факторов или о преимущественной роли каждого из них в формировании изотопного состава элементов органического материала на разных этапах геологической истории земной коры.

ГЛАВА 3
**ФИЗИЧЕСКИЕ И ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА
 ЖИДКИХ И ГАЗООБРАЗНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ
 В ПЛАСТОВЫХ УСЛОВИЯХ**

§ 1. Газы

Состояние газа зависит от давления, температуры и его плотности. Соотношения между этими параметрами определяют поведение газа.

Для приведения объема газа к нормальным условиям (температура 0°C, давление 0,101 МПа) используют следующую формулу:

$$V_{\text{норм}} = V_{p, t} \frac{p}{0,101} \cdot \frac{273}{t + 273},$$

где $V_{p, t}$ — объем газа при пластовых давлении (p) и температуре (t).

Количество природного газа, добываемого из газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений, обычно выражают объемным, массовым или молярным содержанием в долях единицы или процентах. Массовое содержание газов в смесях (%) может быть пересчитано на молярное, а следовательно и на объемное (табл. 3.1).

Коэффициент сжимаемости реальных газов

Коэффициент сжимаемости газов, учитывающий отклонение в поведении реальных газов от идеальных, используется в различных инженерных расчетах, в том числе при подсчетах запасов газа.

Уравнение состояния идеального газа (уравнение Клапейрона — Менделеева) для n молей имеет вид: $pV = nRT$, где R — газовая постоянная, равна 8,32 Дж/(моль · К); T — абсолютная температура, К. Поведение природных газов в условиях высокого давления не подчиняется уравнению Клапейрона — Менделеева, которое не учитывает силы межмолекулярного взаимодействия и объем молекул. Молекулы реальных газов оказывают значительное взаимное влияние, и различие в поведении реального и иде-

Таблица 3.1

Пересчет массового содержания компонентов газовой смеси на молярное

Компонент	Массовое содержание, % <i>a</i>	Молекулярная масса <i>b</i>	Моль/100 г <i>a/b</i>	Молярное содержание, %
CH ₄	30	16,04	1,87	48,2
C ₂ H ₆	40	30,07	1,33	34,3
C ₃ H ₈	30	44,09	0,68	17,5
Смесь	—	—	3,88	100,0

ального газов наблюдается даже при незначительном повышении давления. Наиболее известным уравнением состояния реальных газов является уравнение Ван-дер-Ваальса: $(p+a/V^2)(V-b)=RT$, где $a=3p_{кр}V_{кр}^2$ ($p_{кр}$ и $V_{кр}$ — критические давление и объем газа), отношение a/V^2 учитывает взаимное притяжение молекул; $b=V_{кр}/3$ (b — объем молекул).

Это уравнение, однако, является недостаточно точным при использовании его для смесей газов при повышенном давлении. Для расчета состояния реальных газов чаще всего пользуются уравнением Клапейрона — Менделеева, в которое вводится коэффициент сжимаемости $Z: pV=ZmRT$, где m — масса газа. Коэффициент сжимаемости реального газа является функцией давления, температуры и состава газа, для идеальных газов $Z=1$.

При расчетах различных свойств газов используют принцип соответственных состояний, по которому при одинаковых приведенных давлении и температуре различные УВ будут иметь приблизительно одинаковые коэффициенты сжимаемости. Приведенные давление $p_{пр}$ и температура $T_{пр}$ выражаются в долях от критических давления $p_{кр}$ и температуры $T_{кр}$ и для однокомпонентного газа определяются из уравнений $p_{пр}=p/p_{кр}$ и $T_{пр}=T/T_{кр}$, где p и T — давление и температура газа.

Графики зависимости физических свойств индивидуальных газов от приведенных давления и температуры могут быть применены к многокомпонентным системам, если при расчете приведенных величин вместо истинных критических параметров систем использовать псевдокритические температуру $T_{пкр}$ и давление $p_{пкр}$ (рис. 3.1). Величины истинных критических параметров не совпадают с псевдокритическими, расхождения между ними могут быть значительными. Приведенные давление и температура смесей газов определяются из уравнений $p_{пр}=p/p_{пкр}=p/(\sum y_i p_{кр,i})$ и $T_{пр}=T/T_{пкр}=T/(\sum y_i T_{кр,i})$,

где p и T — давление и температура (К) смеси газов; $p_{пкр}$, $T_{пкр}$ — псевдокритические давление и температура (К) смеси газов; $p_{кр,i}$, $T_{кр,i}$ — критические давление и температура (К) i -го компонента; y_i — молярная концентрация i -го компонента. Приведенные температуру и давление для смесей газов часто называют псевдоприведенными.

Коэффициент сжимаемости природных газов определяют по экспериментальным графикам Д. Катца и др. (1965 г.) (рис. 3.2).

Таблица 3.2

Расчет псевдокритических давления и температуры, средней молекулярной массы и относительной плотности газовой смеси

Компонент	Молекулярная масса a	Молярная доля b	$p_{кр}$, МПа c	$T_{кр}$, К d	Средняя молекулярная масса $a \cdot b$	$p_{пкр}$ $b \cdot c$	$T_{пкр}$ $b \cdot d$
CH ₄	16,04	0,70	4,64	190,4	11,23	3,25	133,4
C ₂ H ₆	30,07	0,20	4,88	305,2	6,01	0,98	61,1
C ₃ H ₈	44,09	0,10	4,24	369,9	4,41	0,42	37,0
Смесь	—	—	—	—	21,65	4,65	231,5

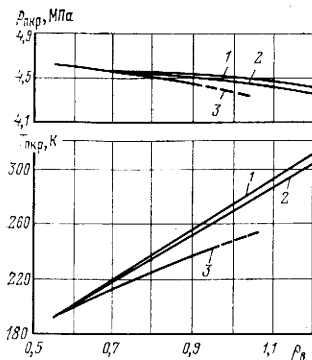


Рис. 3.1. Псевдокритические свойства природных газов [54].

1 — метан; 2 — смесь углеводородных газов; 3 — продукция газоконденсатных скважин; $\rho_{в}$ — относительная плотность газов (по воздуху)

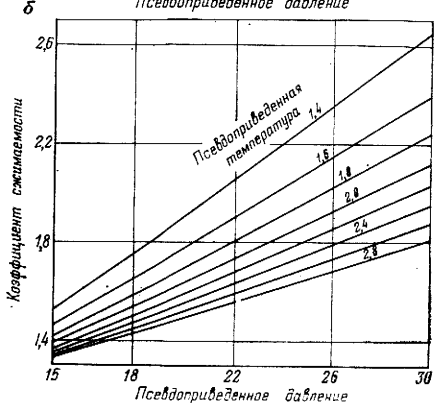
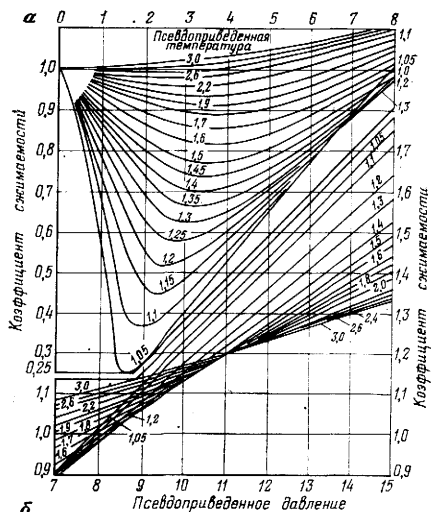
Рис. 3.2. Номограммы для определения коэффициента сжимаемости природных газов при давлении, МПа: а — до 68,65, б — от 68,65 до 137,30 (Д. Л. Катц, Д. Корнелл, Р. Кобаяши и др., 1965 г.)

В табл. 3.2 приводится пример вычислений параметров трехкомпонентной газовой смеси по параметрам ее составляющих.

Относительная плотность смеси газов¹ рассчитывается по полученной величине средней молекулярной массы: $21,65 : 28,96 = 0,749$.

В природных газах часто содержатся азот, углекислый газ и сероводород. Сравнение экспериментальных и рассчитанных по графикам (см. рис. 3.2) величин коэффициента сжимаемости для природных газов с небольшим объемным содержанием этих компонентов (5—10 %) показывает достаточную сходимость данных. При значительном содержании в газе N_2 , CO_2 и H_2S различие становится существенным. В технических расчетах коэффициент сжимаемости смеси газов можно вычислить как среднее взвешенное Z всех компонентов смеси; для системы азот — природный газ это показано в работах Ф. И. Котяхова (1956 г.), Дж. Амикса, Д. Басса, Р. Уайтинга (1962 г.).

Для природного газа с большим содержанием метана Z можно найти по графику, приведенному на рис. 3.3.



¹ Здесь и далее в настоящей главе имеется в виду относительная плотность газа по воздуху.

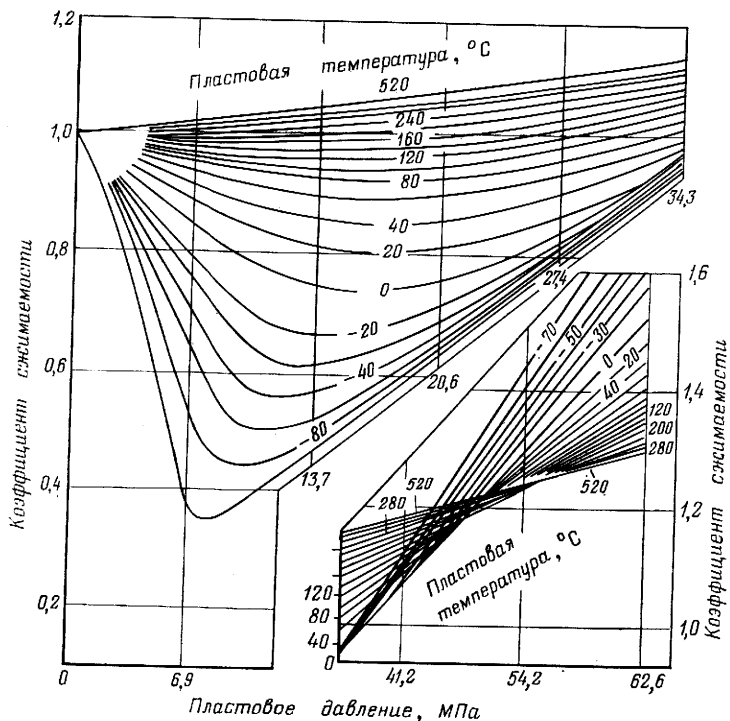


Рис. 3.3. Номограмма для определения коэффициента сжимаемости метана (Дж. Амикс, Д. Басс, Р. Уайтинг, 1962 г.)

В справочных изданиях [7, 56] приведены величины плотности и коэффициента сжимаемости метана в диапазоне температур 91–1000 К и давлений 0,1–100 МПа. Располагая данными о коэффициенте сжимаемости природного газа, можно определить его плотность ρ при различных давлениях и температуре по уравнению $\rho = Mp/ZRT$, где M — молекулярная масса.

Вязкость газов

Вязкость газов (см. также § 3 гл. 2) с увеличением температуры возрастает только до определенного для каждого газа давления, выше которого температурный коэффициент вязкости меняет знак с положительного на отрицательный.

Вязкость природного газа η при атмосферном давлении можно определить по графику, приведенному на рис. 3.4. Для учета влияния углеводородных компонентов на величину η вводятся поправки, которые определяются по графикам для N_2 , CO_2 и H_2S . Присутствие этих компонентов несколько увеличивает вязкость природного газа. Следует отметить, что зависимость η от молекулярной массы при атмосферном давлении, справедливая для углеводородных газов и паров, не сохраняется для

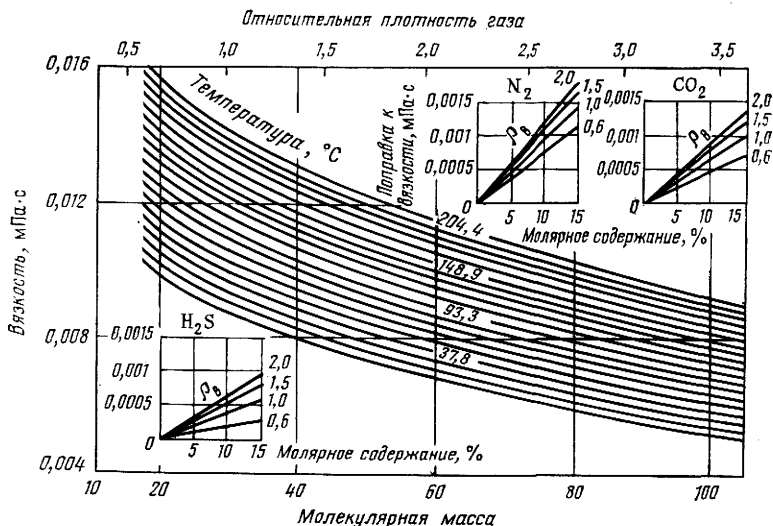


Рис. 3.4. Номограмма вязкости углеводородных газов при давлении 0,1 МПа (Д. Л. Катц, Д. Корнелл, Р. Кобаяши и др., 1965 г.).

ρ_B — относительная плотность газа (плотность воздуха принята равной 1)

неуглеводородных газов. Так, вязкость азота, сероводорода и углекислого газа при большей молекулярной массе больше вязкости метана.

При высоком давлении (выше определенных значений) вязкость природных газов, так же как у жидких УВ, с ростом молекулярной массы начинает увеличиваться (рис. 3.5).

При определении η смесей, содержащих более 5 % азота, следует найти вязкость углеводородной части без азота, а затем уже определить среднюю взвешенную вязкость смеси по вязкости азота (табл. 3.3) и углеводородных компонентов из соотношения $\eta_{см} = n_a \eta_a + (1 - n_a) \eta_y$, где $\eta_{см}$, η_a и η_y — вязкость соответственно смеси углеводородный газ — азот, азота и углеводородной части газовой смеси при данных p и t ; n_a — молярная доля азота.

В случае, если состав природного газа неизвестен, его вязкость можно определить по графикам, приведенным на рис. 3.6.

Большой экспериментальный материал по вязкости смесей газов при различных температурах и давлениях представлен в работах И. Ф. Голубева и И. Е. Гнездилова [17] и Н. Б. Варгафтика [7].

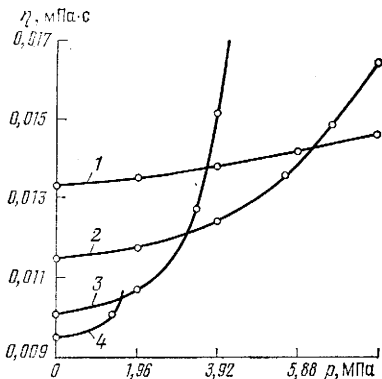


Рис. 3.5. Зависимость вязкости индивидуальных углеводородных газов η от давления p (при температуре 100 °С). 1 — метан; 2 — этан; 3 — пропан; 4 — н-бутан

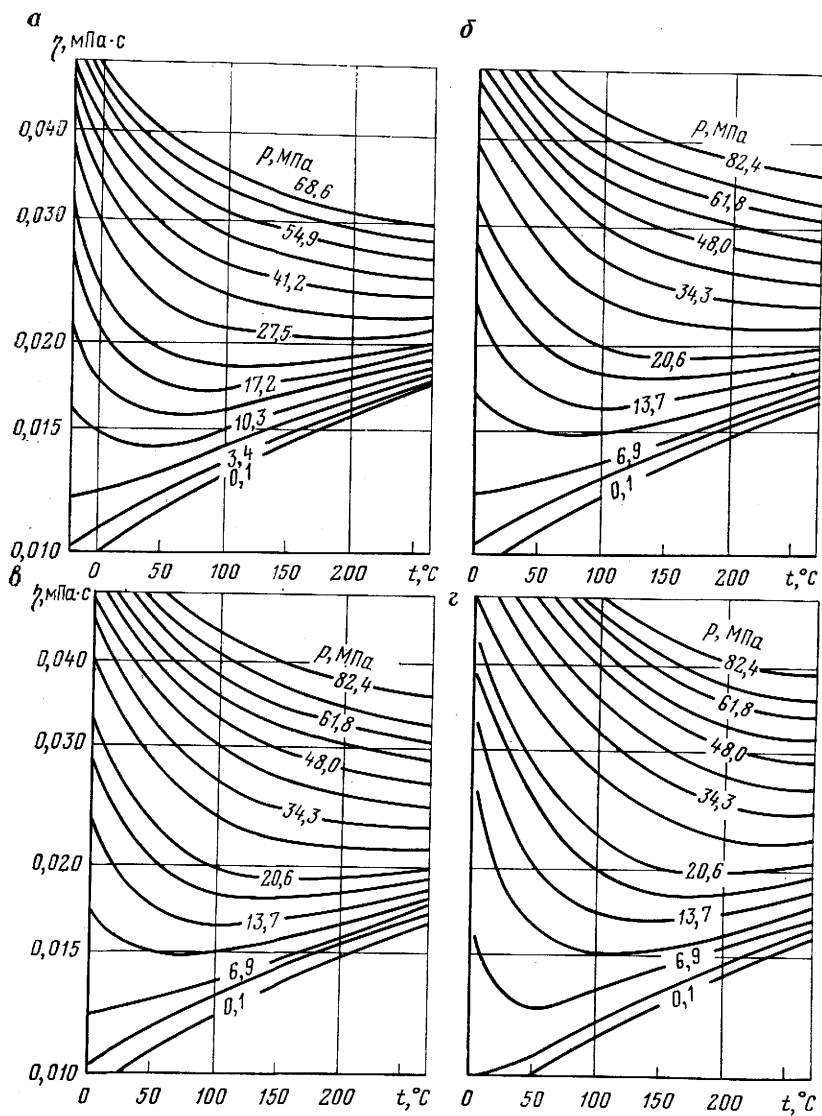


Рис. 8.6. Вязкость природных газов η при относительной плотности:
 а — 0,6; б — 0,7; в — 0,8; г — 1 (Д. Л. Катц, Д. Корнелл, Р. Кобаяши и др., 1965 г.)

Вязкость азота (10^{-5} мПа·с) при разной температуре [17]

Давление, МПа	Температура, °С							
	0	25	50	75	100	150	200	250
0,10	1665	1775	1880	1985	2090	2280	2460	2640
5,10	1760	1860	1955	2050	2155	2340	2510	2680
15,20	2090	2135	2180	2245	2325	2475	2630	2780
30,41	2750	2680	2645	2655	2675	2760	2860	2980
50,62	3675	3460	3335	3260	3220	3190	3210	3275
73,96	Нет данных	4225	3995	3865	3765	3630	3580	3590
81,03	То же	4580	4325	4160	4030	3850	3770	3750

Растворимость газов в нефтях

Растворимость природного газа в нефти измеряется при стандартных условиях (0,101 МПа, 20 °С) в кубических метрах на 1 м³ или 1 т товарной нефти. Если при начальных пластовых температуре и давлении нефть находится в недонасыщенном состоянии, то газ начнет выделяться из нефти в пласте только после снижения давления ниже давления насыщения (т. е. давления, при котором содержится растворенный в нефти попутный газ).

На растворимость газа в нефти влияют в основном давление, температура, состав газа и нефти. Растворимость газа в нефти повышается с ростом давления и уменьшается с увеличением температуры. Повышение в газе концентрации низкомолекулярных компонентов ведет к снижению растворимости его в нефти.

Так как относительная плотность газа определяется молекулярной массой составляющих его компонентов, то растворимость газа в нефти при постоянных давлении и температуре падает с уменьшением относительной плотности газа.

С увеличением молекулярной массы и плотности нефти растворимость газа в ней уменьшается. Растворимость природного газа, выраженная в нормальных объемах на массу нефти, уменьшается не только с увеличением молекулярной массы нефти, но и с увеличением содержания в ней нафтеновых и ароматических УВ.

Коэффициент растворимости α — это количество газа, растворяющегося в единице объема или массы нефти при увеличении давления на единицу. Экспериментальные данные показывают, что в зависимости от давления, температуры, состава газа и нефти α попутных газов в нефтях меняется в пределах ($4-5 \cdot 10^{-5}$ м³/(м³·Па). С увеличением молекулярной массы углеводородных газов их коэффициент растворимости возрастает.

Для определения растворимости газа в нефти необходимо знать исходный состав всей системы и иметь точные сведения о константах равновесия компонентов. Однако данные о последних величинах для компо-

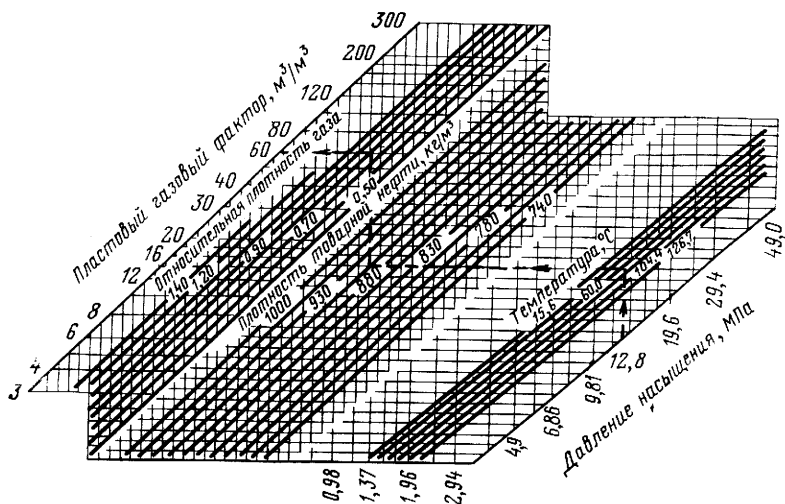


Рис. 3.7. Номограмма для определения растворимости газа в нефти, или пластового газового фактора (плотность воздуха принята равной 1) [54]

ентов нефти в литературе встречаются редко. Поэтому в инженерных расчетах растворимость газов определяют по номограмме (рис. 3.7) следующим образом.

Пример. Определить растворимость газа с относительной плотностью 0,750 в товарной нефти, плотность которой 880 кг/м³ при пластовых давлениях 12,8 МПа и температуре 93 °С. На рис. 3.7 в правой части графика из точки 12,8 МПа проводят вертикальную линию до пересечения с линией температуры 93 °С, далее движутся по горизонтали до пересечения с линией плотности товарной нефти 880 кг/м³ и затем по вертикали до пересечения с линией относительной плотности газа 0,750, после чего ведут линию до шкалы растворимости. Искомая растворимость газа составляет 60 м³/м³ (при нормальных условиях) товарной нефти.

Переход от растворимости газа, выраженной в молярных долях N , к растворимости в объемных единицах (при нормальных условиях) на массу растворителя Γ (м³/т), осуществляется с помощью уравнения, приведенного в работе А. Ю. Намиота [37]: $\Gamma = 22414N / (1 - N)$ М, где M — молекулярная масса растворителя.

Растворимость воды в сжатых природных газах

Вода растворяется в сжатых газах и это обуславливает возможность ее перемещения в земной коре не только в жидкой, но и в газовой фазах. Сведения о содержании паров воды в газе нужны для правильного определения его запасов в газовых и газоконденсатных месторождениях, а также при проектировании трубопроводов для транспортировки газов в северных районах. Растворимость воды в газе зависит от температуры, давления и состава газа.

Таблица 3.4

Содержание водяных паров в газовой фазе, находящейся
в равновесии с раствором метана в воде
(Р. Г. Султанов, В. Г. Скрипка, А. Ю. Намиот, 1971 г.)

Давление, МПа	Содержание водяных паров (молярные доли) при температуре, °С					
	150	200	250	300	330	350
4,9	0,1050	0,3550	0,800	Нет данных		
9,8	0,0600	0,1900	0,470	0,905	То же	То же
19,6	0,0370	0,1085	0,267	0,564	0,805	0,920
29,4	0,0275	0,0785	0,200	0,379	0,663	0,791
39,2	0,0220	0,0650	0,168	0,374	0,583	0,747
58,8	0,0170	0,0520	0,128	0,321	0,496	0,702
98,1	0,0150	0,0370	0,090	0,250	0,415	0,667

Большинство нефтяных газов содержит в значительной концентрации метан, поэтому состав газовой фазы в системе природный газ — вода близок к составу газовой фазы в системе метан — вода. В табл. 3.4 приведены данные о растворимости воды в метане при разных температурах и давлении. Молярное содержание водяных паров в газовой фазе падает с увеличением давления при всех температурах ниже 350 °С и растет с повышением температуры при всех давлениях. Концентрация водяных паров зависит в значительно большей степени от температуры, чем от давления.

Для пересчета молярного содержания воды в метане на объемное (в килограммах воды в 1 м³ газа при 15,6 °С и атмосферном давлении) необходимо умножить молярную долю воды в метане на 0,763 кг/м³ (Д. Л. Катц, Д. Корнелл, Р. Кобаяши, 1965 г.). В табл. 3.5 приведены

Таблица 3.5

Растворимость воды в метане

Давление, МПа	Содержание воды в газовой фазе системы метан — вода (кг/м ³) при температуре, °С				
	37,8	71,1	104,4	137,8	171,1
2,5	0,055	0,232	0,782	2,264	5,20
5,0	0,041	0,249	0,827	2,290	5,343
10,1	0,081	0,291	0,934	0,395	5,412
15,2	0,092	0,357	1,049	2,541	5,644
20,3	0,108	0,387	1,150	2,621	5,797
25,3	0,115	0,417	1,176	2,803	6,070
30,4	0,126	0,439	1,277	2,924	6,256
40,5	0,136	0,467	1,296	3,122	6,612
50,7	0,140	0,494	1,331	Нет	7,346
60,8	0,144	0,496	1,417	Нет данных То же	Нет данных

Содержание воды в газовой фазе системы метан — вода
в критической области
(Р. Г. Султанов, В. Г. Скрипка, А. Ю. Намиот, 1971 г.) *

Давление, МПа	Молярная доля	Давление, МПа	Молярная доля	Давление, МПа	Молярная доля
Температура, °С					
352		355		360	
24,5	0,861	24,5	0,895	24,5	0,918
29,4	0,815	29,4	0,847	29,4	0,881
39,2	0,772	39,2	0,795	39,2	0,841
49,0	0,751	49,0	0,785	49,0	0,829
58,8	0,734	58,8	0,786	53,9	0,832
68,7	0,728	63,7	0,796	58,8	0,843
78,4	0,725	66,7 **	0,828	60,8 **	0,872
88,3	0,769				
91,7 **	0,820				
97,3 ***	0,827				
98,1	0,800				
107,9	0,753				

* Точность полученных величин 0,1 %.

** Критическая точка равновесия жидкость — газ

*** Критическая точка равновесия газ — газ

цифры, полученные путем пересчета данных Р. Олдса и др. (R. H. Olds, V. H. Sage, W. N. Lacey, 1942 г.), причем коэффициент сжимаемости газового раствора принимался равным коэффициенту сжимаемости метана при соответствующих температуре и давлении. Как видно из табл. 3.5, объемное содержание воды в сжатом газе незначительно увеличивается с давлением и резко повышается с температурой.

В табл. 3.6 приведены данные о растворимости воды в газовой фазе в критической области.

Анализ фазовых диаграмм систем метан — вода и этан — вода (рис. 3.8) показал, что линии жидкости (справа от критической кривой) и граничная кривая газа (в левой части графика) при температуре до 300 °С не сближаются даже при давлении 343,2 МПа. Только начиная с 350 °С возникает критическое состояние. При температуре выше 350 °С каждой температуре соответствуют две критические точки: жидкость — газ и газ — газ. Так, при 356 °С имеются критические точки при давлении 49 и 117,7 МПа: первая из них обычная критическая точка, в которой исчезает разница в составах газовой и жидкой фаз, вторая — связана с расслоением газовой смеси на две фазы при повышении давления. При 350 °С обе критические точки совпадают и образуют двойную гомогенную критическую точку. Так, система метан — вода имеет двойную гомогенную критическую точку при 352 °С.

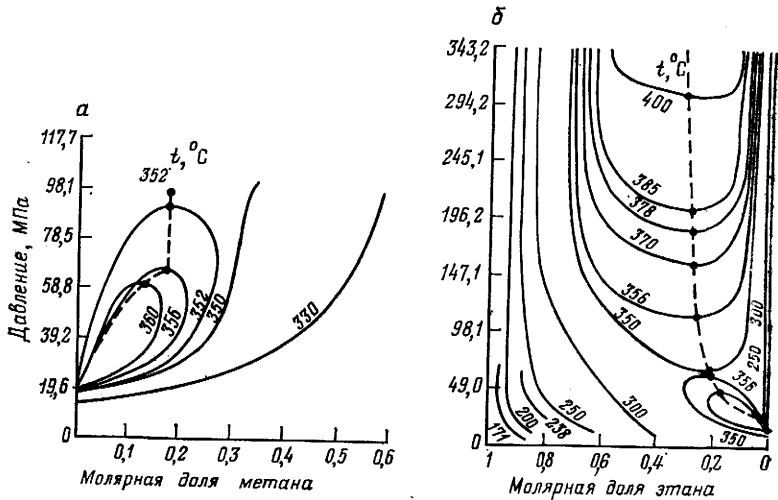


Рис. 3.8. Диаграммы в координатах давление — состав систем газ—вода: а — метан—вода (Р. Г. Султанов, В. Г. Скрипка, А. Ю. Намиот, 1971 г.); б — этан—вода (А. Danneil, К. Tödheide, Е. Franck, 1967 г.). Пунктиром показана линия, соединяющая критические точки

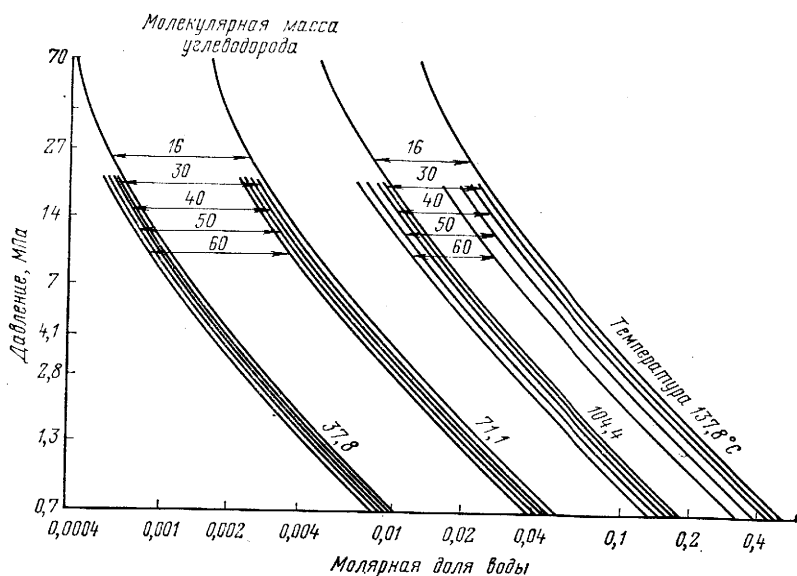


Рис. 3.9. Влияние молекулярной массы углеводорода на содержание воды в газовой фазе (R. Rid, T. Sherwood, 1977 г.)

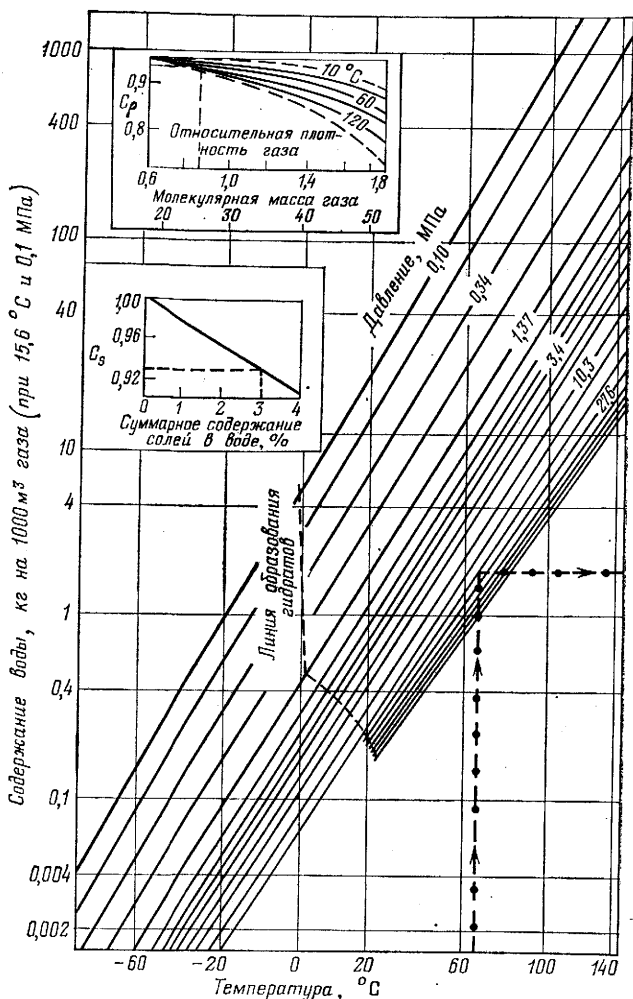


Рис. 3.10. Номограмма для определения содержания воды в природных газах (J. J. McKetta, A. J. Whehe, 1958 г.)
 C_p и C_s — поправочные множители, зависящие соответственно от плотности газа и солености воды

Содержание воды в смесях метана с его гомологами меньше, чем в чистом метане при одинаковых температуре и давлении.

С увеличением молекулярной массы УВ содержание воды в газовой фазе несколько уменьшается (рис. 3.9).

Присутствующие в пластовой воде соли уменьшают растворимость воды в газе. На номограмме (рис. 3.10) приведены дополнительные графики для определения поправок на плотность газа и соленость воды. Поправочный множитель C_p представляет собой отношение содержаний

воды в исследуемом газе и газе с относительной плотностью 0,6, C_s — отношение содержаний воды в газах, контактирующих с соленой и пресной водой.

Пример. Природный газ с относительной плотностью 0,9 находится в пластовых условиях в контакте с водой, содержащей 3 % NaCl. Давление газа 20,70 МПа, температура 65,6 °С. Для определения количества воды в газе в указанных условиях сначала находят по основному графику (см. рис. 3.10) содержание чистой воды в газе плотностью 0,6 при давлении 20,70 МПа и температуре 65,6 °С. Поправка на плотность газа от 0,6 до 0,9 по графику C_p для указанных условий составит 0,98, а на соленость воды (3 %) по графику C_s 0,93. Окончательный ответ: $1,68 \cdot 0,98 \cdot 0,93 = 1,53$ кг воды в 1000 м³ газа (экспериментальное значение 1,54 кг).

Линия образования гидратов (см. рис. 3.10) показывает, что в условиях температур ниже температуры образования гидратов равновесными фазами являются газ и гидрат, а не газ и жидкая вода.

§ 2. Нефти

Изменение физических свойств нефтей в пластовых условиях

Плотность нефтей зависит от давления, температуры, состава нефти и растворенного в ней газа.

График на рис. 3.11 дает возможность по известной плотности нефти при атмосферном давлении и 15,5 °С определять плотность нефти при требуемом давлении (до 102,97 МПа) и той же температуре. Для вычисления поправки к плотности на тепловое расширение нефти может быть использован график (рис. 3.11, б), по которому, зная плотность нефти при данном давлении и 15,5 °С, можно определить плотность этой нефти при данном давлении и любой температуре от 15,5 до 115 °С.

Нефти часто характеризуются фракционным составом. Молекулярные массы нефтяных фракций могут быть определены по плотности и средней температуре кипения фракций (рис. 3.12). Для характеристики нефти и ее фракций используют характеристический фактор k : $k = 1,216 \sqrt[3]{T_{\text{кип. ср}} / (\rho_{15,5}) \cdot 10^3}$, где $T_{\text{кип. ср}}$ — средняя молярная температура кипения, К; $\rho_{15,5}$ — плотность при 15,5 °С, кг/м³.

Для смеси фракций k рассчитывают как среднюю массовую величину. Значения k индивидуальных УВ и нефтей изменяются от 10 до 13.

С повышением температуры плотности нефти уменьшается. Растворение в нефти углеводородных газов также приводит к снижению ее плотности. Увеличение плотности нефти с ростом давления заметно лишь выше давления насыщения, так как до этого повышение плотности нефтей с давлением компенсируется понижением ее вследствие влияния растворяющегося газа.

При определении плотности пластовых нефтей, насыщенных газом, часто используют специальный параметр — кажущуюся плотность газа, т. е. отношение приращения массы нефти при растворении в ней газа к приращению ее объема. Если известны пластовые давление, темпера-

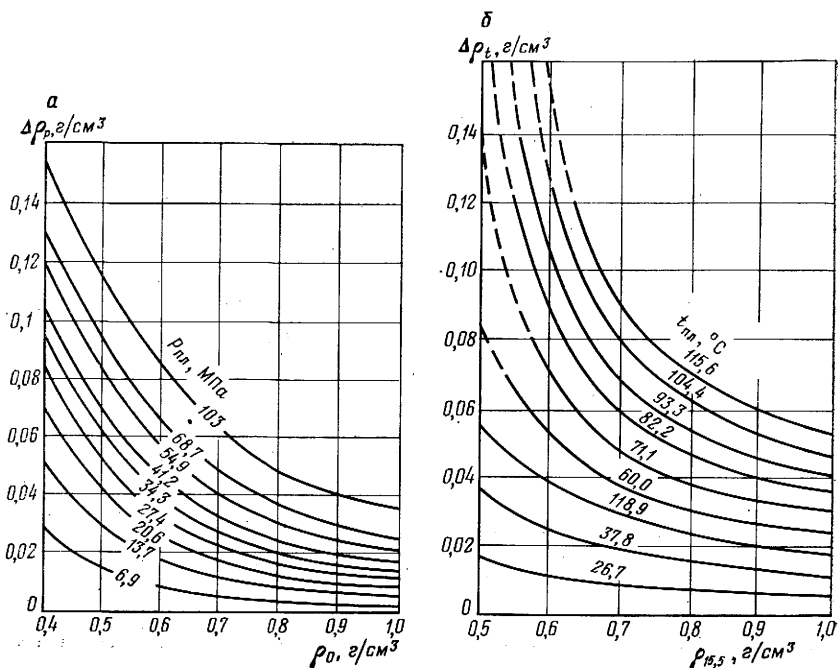


Рис. 3.11. Изменение плотности нефтей ρ в зависимости от давления p (а) и температуры t (б) [54].

$\Delta\rho_p$ — разность между плотностью при данном давлении и исходной ρ_0 при t 15,5 °С и p 0,101 МПа; $\Delta\rho_t$ — разность плотностей при t 15,5 °С ($\rho_{15,5}$) и при данной температуре

тура, плотность нефти и относительная плотность газа, можно определить плотность нефти, насыщенной газом, в пластовых условиях. Находят плотность нефти, насыщенной газом, при стандартных условиях, а затем определяют поправки на пластовые температуру и давление (см. рис. 3.11).

Объемный коэффициент пластовой нефти b , или коэффициент объемного расширения, равен отношению объема пластовой нефти $V_{пл}$ к объему полученной из нее отсепарированной нефти $V_{сеп}$, замеренному при 0,101 МПа и 15,5 или 20 °С. Когда в пласте находятся две фазы, то b следует считать суммарным объемным коэффициентом пластовой системы (двухфазный объемный

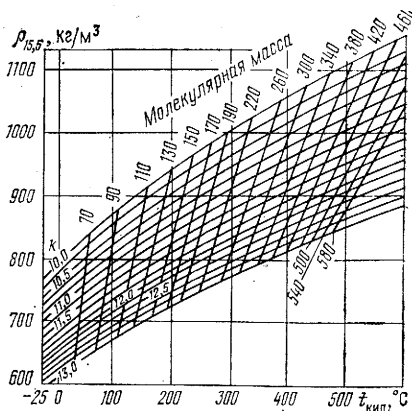


Рис. 3.12. Номограмма для определения молекулярной массы нефтяных фракций

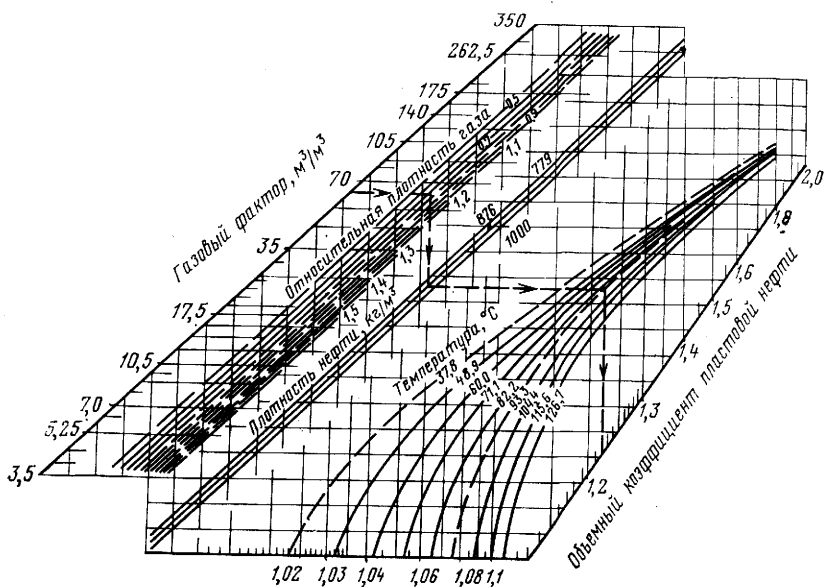


Рис. 3.13. Номограмма для определения объемного коэффициента пластовой нефти [54]

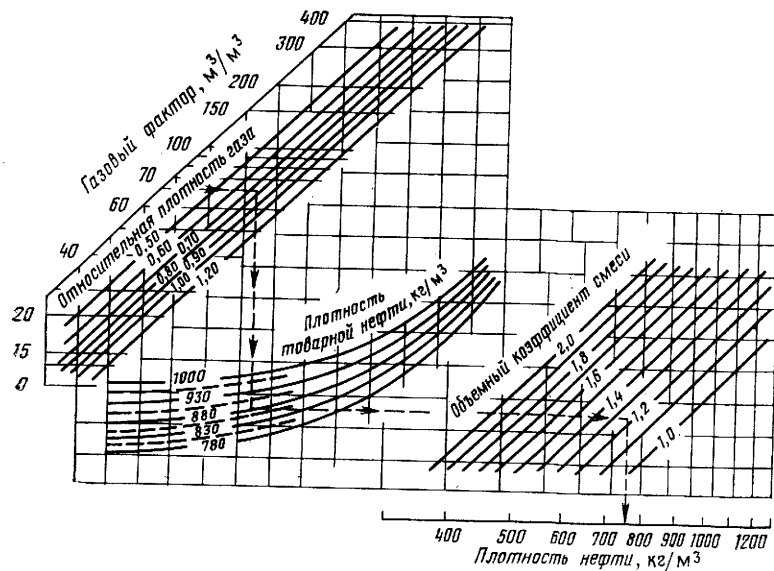


Рис. 3.14. Номограмма для определения плотности нефтегазовых смесей [54]

коэффициент). Величины b для различных нефтей меняются в пределах 1,1—2. Однако суммарный объемный коэффициент пластовой системы в зависимости от давления и состава системы может достигать 200.

С помощью коэффициента b можно определить усадку нефти, т. е. уменьшение объема пластовой нефти при извлечении ее на поверхность: $E = (b-1)/b$. Иногда в расчетах используют коэффициент усадки, т. е. величину, обратную коэффициенту b : $1/b = V_{сеп}/V_{пл}$.

При снижении пластового давления до давления насыщения величина коэффициента b растет и при давлении насыщения достигает максимума. Дальнейшее падение давления приводит к выделению газа, т. е. к уменьшению объема нефти и значения b . Когда давление снизится до атмосферного, b станет равным 1.

Коэффициент b пластовой нефти можно рассчитать по графику, если известны газовый фактор, относительная плотность газа, плотность товарной нефти и температура (рис. 3.13). По величине b можно определять плотность нефтей в пластовых условиях (рис. 3.14).

Пример. По номограмме на рис. 3.13 определяют b пластовой нефти — $1,22 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Далее на рис. 3.14 с левой стороны номограммы ведут горизонтальную линию от точки, соответствующей газовому фактору $62,4 \text{ м}^3/\text{м}^3$, до пересечения с линией плотности газа 0,75. Затем спускаются по вертикали до пересечения с кривой плотности товарной нефти $880 \text{ кг}/\text{м}^3$ и далее проводят горизонталь до линии объемного коэффициента смеси в пласте (нефти, насыщенной газом) $1,22 \text{ м}^3/\text{м}^3$. После этого, спускаясь по вертикали, получим искомое значение плотности нефти в пластовых условиях — $764 \text{ кг}/\text{м}^3$.

Коэффициент сжимаемости нефтей, или коэффициент упругости, C (Па^{-1}) равен относительному изменению объема нефти при изменении давления на единицу: $C = -\Delta V / (V_0 \Delta p)$, где ΔV — изменение объема (м^3) при изменении давления Δp (Па); V_0 — исходный объем нефти, м^3 . Знак минус показывает, что нефть уменьшается в объеме при повышении давления. Дегазированные нефти обладают низкими C порядка $(4-7) \times 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$. Нефти в пластовых условиях, содержащие значительное количество растворенного газа, имеют повышенный C ($150 \cdot 10^{-10} \text{ Па}^{-1}$). Нефти нефтяной оторочки (газоконденсатных месторождений с нефтяной оторочкой) характеризуются высокими значениями C . Величина коэффициента C пластовой нефти зависит от количества растворенного газа, состава нефти и газа, температуры и давления. При увеличении давления C уменьшается, а при повышении температуры — увеличивается.

Коэффициент термического расширения нефти $\alpha(1^\circ\text{C})$ ¹ — это величина приращения объема нефти при изменении температуры на 1°C : $\alpha = \Delta V / (V_0 \Delta t)$, где ΔV — изменение объема нефти (м^3) при изменении температуры Δt ($^\circ\text{C}$); V_0 — исходный объем нефти, м^3 .

Коэффициент α возрастает с увеличением температуры и уменьшается с ростом давления и увеличением молекулярной массы (табл. 3.7).

¹ В литературе этот коэффициент иногда называют коэффициентом изобарического или теплового расширения.

Физические свойства некоторых жидких УВ парафинового ряда
при давлении 0,101 МПа

(Дж. Амикс, Д. Басс, Р. Уайтинг и др., 1962 г.)

Углеводороды	Молекулярная масса	Плотность при 15,5 °С, кг/м ³		α , 1/°С	η при 20 °С, МПа·с
		жидкости	газа		
<i>n</i> -Пентан	72,146	630	0,00304	0,00160 (при 10—38 °С)	0,240
Изопентан	72,146	623	0,00304	Нет данных	0,240
<i>n</i> -Гексан	86,172	662	0,00369	0,00140 (при 10—38 °С)	0,326
<i>n</i> -Гептан	100,198	687	0,00417	0,00122 (при 0—30 °С)	0,416
<i>n</i> -Октан	114,224	705	0,00481	0,00117 (при 0—30 °С)	0,542
<i>n</i> -Нонан	128,250	720	0,00545	0,00112 (при 0—44,5 °С)	0,620 (при 22,2 °С)
<i>n</i> -Декан	142,276	733	0,00609	0,00106 (при 0—44,5 °С)	0,770

Коэффициент α нефтей изменяется в пределах $(9-18)10^{-4}$ 1/°С, а в пластовых условиях при высоком содержании в нефтях растворенного газа α может достигать $25 \cdot 10^4$ 1/°С.

В § 2 (гл. 2) было показано, что вязкость жидких УВ уменьшается с повышением температуры и увеличивается с ростом давления при условии, что единственным эффектом давления является сжатие жидкости. Однако в пластовых условиях в нефти растворен газ, который может значительно снижать вязкость нефти. При увеличении давления до давления насыщения вязкость нефти уменьшается за счет растворения в ней газа. Дальнейшее возрастание давления выше давления насыщения приводит к увеличению вязкости в связи со сжатием недонасыщенной нефти.

Вязкость нефти при атмосферном давлении и разной пластовой температуре находят по графику, приведенному на рис. 3.15, затем вычисляют вязкость нефти с учетом количества растворенного газа (рис. 3.16). Вязкость пластовой нефти при давлении выше давления насыщения определяют по графику на рис. 3.17, предварительно вычислив степень пережатия, т. е. разность между пластовым давлением и давлением насыщения.

Вязкость газонасыщенной нефти зависит также от природы растворенного в ней газа. При растворении углеводородных газов вязкость пластовых нефтей уменьшается тем сильнее, чем выше молекулярная масса газа.

По номограмме, приведенной на рис. 3.18, определяют кинематическую вязкость нефтей при давлении до 41,37 МПа, для чего необходимо знать

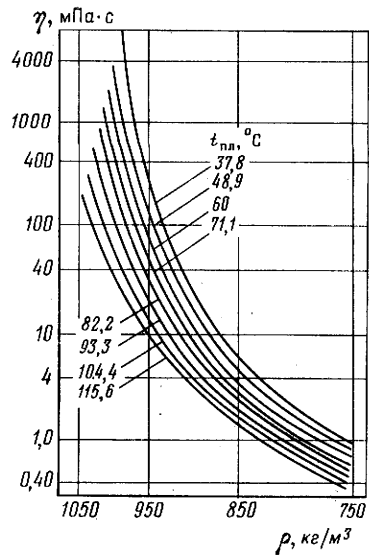


Рис. 3.15. Зависимость вязкости разгазированных нефтей η при атмосферном давлении от их плотности ρ при разной пластовой температуре t [54]

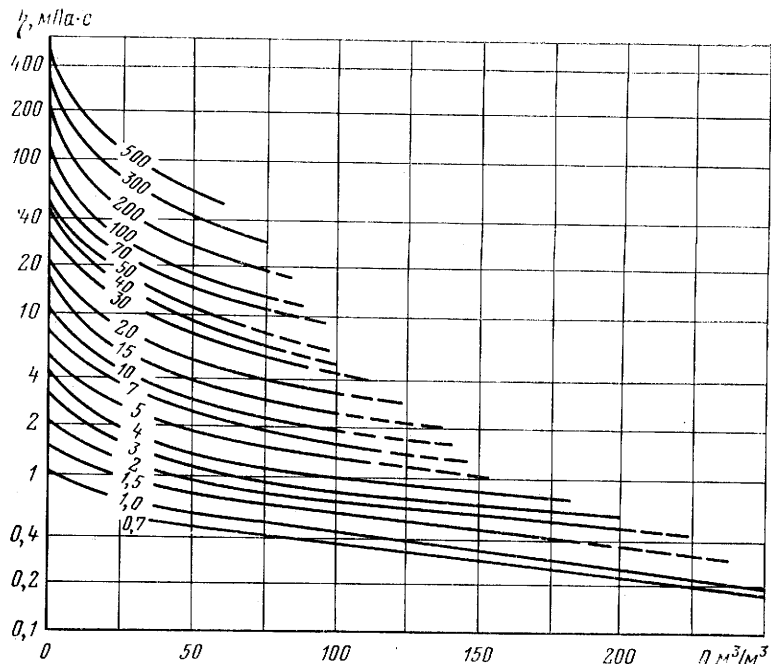


Рис. 3.16. Зависимость вязкости насыщенной газом пластовой нефти η при давлении насыщения от количества растворенного газа Q (Дж. Амикс, Д. Басс, Р. Уайтинг, 1962 г.).

Цифры у кривых — вязкость разгазированной нефти при пластовой температуре, МПа·с

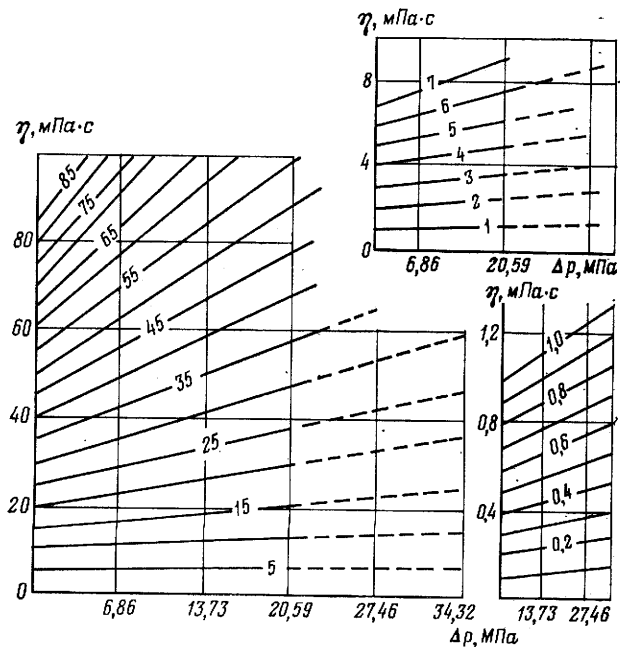


Рис. 3.17. Вязкость нефти η (среднее отклонение 2,7 %) при давлении выше давления насыщения (Дж. Амикс, Д. Басс, Р. Уайтинг, 1962 г.).

Δp — степень пережатия (разность между пластовым давлением и давлением насыщения). Цифры у кривых — вязкость газонасыщенной нефти при давлении насыщения, мПа·с

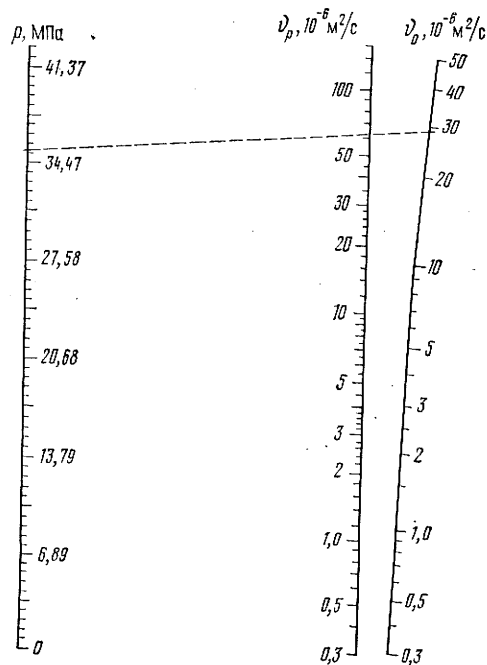


Рис. 3.18. Номограмма для определения кинематической вязкости нефтей при манометрическом давлении до 41,37 МПа [71].

ν_p и ν_0 — кинематическая вязкость соответственно при высоком и атмосферном давлении

лишь величину кинематической вязкости нефти при атмосферном давлении [71]. Номограмма основана на уравнении

$$\log \frac{\nu_p}{\nu_0} = \frac{p}{1000} (0,0239 + 0,01638\nu_0^{0,278}),$$

где ν_p и ν_0 — кинематическая вязкость соответственно при высоком и атмосферном давлении, 10^{-6} м²/с. Пунктирная линия на номограмме показывает, что кинематическая вязкость нефти увеличивается от $29,15 \times 10^{-6}$ м²/с при атмосферном давлении до $63,25 \cdot 10^{-6}$ м²/с при давлении 35,26 МПа.

Критические параметры нефтей (без газовых компонентов)

Условия равновесия сосуществующих паровой и жидкой фаз чистого вещества определяются на диаграмме Б. Доджа давление — температура по кривой давления насыщенного пара OC (рис. 3.19), где C — критическая точка вещества, в которой все свойства сосуществующих газовой и жидкой фаз тождественны. Кривая сублимации AO представляет равновесие между твердым веществом и паром, OB — линия плавления или отвердевания. Вдоль каждой кривой давление точно определяется заданной температурой. Линия CD не является пограничной кривой, так как при температуре выше критической точки C можно перейти от газа к жидкости и обратно без какой-либо заметной прерывности в свойствах вещества.

Критические параметры ряда газов и жидких УВ, рассчитанные авторами по данным зарубежных исследований (К. Eilert e. a. 1957 г.; М. R. Fenske e. a. [74]), представлены в табл. 3.8.

Аналогично чистым веществам критическая точка бинарной смеси веществ постоянного состава является единственной точкой на кривой, огибающей двухфазовую область (в координатах температура — давление), где свойства и составы паровой и жидкой фаз смеси становятся тождественными.

Нефти — это сложные многокомпонентные системы. Многие соединения, входящие в их состав, термически нестабильны, поэтому экспериментальное определение критических параметров нефтей представляет собой трудную задачу. Часто ограничиваются определением псевдокритических параметров нефтей $T_{пкр}$ и $p_{пкр}$, полученных

из выражений: $T_{пкр} = \sum_{i=1}^j n_i T_{кр. i}$ и

$p_{пкр} = \sum_{i=1}^j n_i p_{кр. i}$, где n_i — молярная доля i -го компонента в нефти; $T_{кр. i}$ и

$p_{кр. i}$ — его критические температура

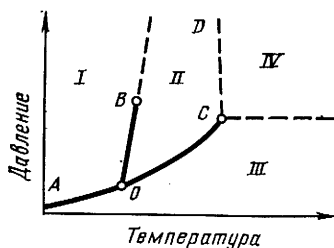


Рис. 3.19. Фазовая диаграмма в координатах давление p — температура t для однокомпонентной системы (Б. Ф. Додж, 1950 г.).

I — поле стабильности твердой фазы; области: II — жидкости; III — газа; IV — надкритическая (паровая и жидкая фаза неразличимы)

Критические параметры вещества

Вещество	$T_{кр}$, °C	$p_{кр}$, МПа	$V_{кр}'$, л/моль	Вещество	$T_{кр}$, °C	$p_{кр}$, МПа	$V_{кр}'$, л/моль
Водород	-239,9	1,30	0,065	н-Гексадекан	451,1	Не опр.	Не опр.
Азот	-146,9	3,40	0,090	н-Октадекан	487,7	»	»
Углекислый газ	31,15	7,39	0,094	Эйкозан	500,0	»	»
Метан	-82,10	4,64	0,099	Циклопентан	238,6	4,37	0,260
Этан	32,40	4,74	0,148	Метилциклопентан	259,61	3,66	0,319
Пропан	96,81	4,12	0,200	Циклогексан	279,8	4,08	0,311
н-Бутан	152,01	3,67	0,255	Метилциклогексан	299,0	3,37	0,344
н-Пентан	196,4	3,24	0,311	Бензол	288,5	4,77	0,260
н-Гексан	234,5	2,73	0,368	Толуол	320,8	4,07	0,320
н-Гептан	267,0	2,64	0,426	1-Фенилэтан	437,7	»	»
н-Октан	295,4	2,42	0,486	7-Фенилтридекан	507,2	»	»
н-Декан	345,5	2,06	0,603	3-Фенилэйкозан	582,2	»	»
н-Додекан	388,3	1,76	Не опр.				
н-Тетрадекан	421,7	Не опр.	»				

(К) и давление; j — число компонентов. Величины истинных и псевдокритических параметров сближаются при сужении интервала выкипания углеводородной смеси.

Критические и псевдокритические параметры нефтей и их фракций часто используются для коррекции ряда их физических свойств (сжимаемости, вязкости и др.). Корреляция основывается на принципе соответственных состояний, т. е. состояний веществ при одинаковых значениях приведенных температуры, давления и объема. Последние находят из выражений: $p_{пр} = p/p_{кр}$, $T_{пр} = T/T_{кр}$ и $V_{пр} = V/V_{кр}$. Принимается, что различные вещества при одинаковых $T_{пр}$, $p_{пр}$ и $V_{пр}$ имеют одинаковые физические свойства.

На рис. 3.20 приведены номограммы для определения критических и псевдокритических давления и температуры углеводородных смесей по их средней температуре кипения и плотности [74]. Эти номограммы применимы к углеводородным системам, у которых критическая точка лежит между крикондентермой и криконденбарой¹. Отметим, что $p_{пкр}$ системы, найденное по но-

¹ Максимальные температура и давление смеси веществ постоянного состава на кривой, огибающей двухфазовую область, при которых еще могут существовать две фазы.

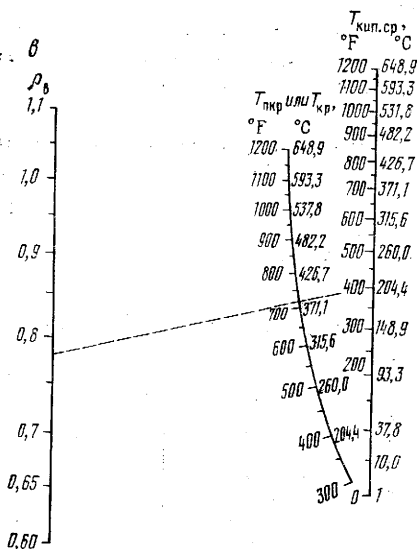
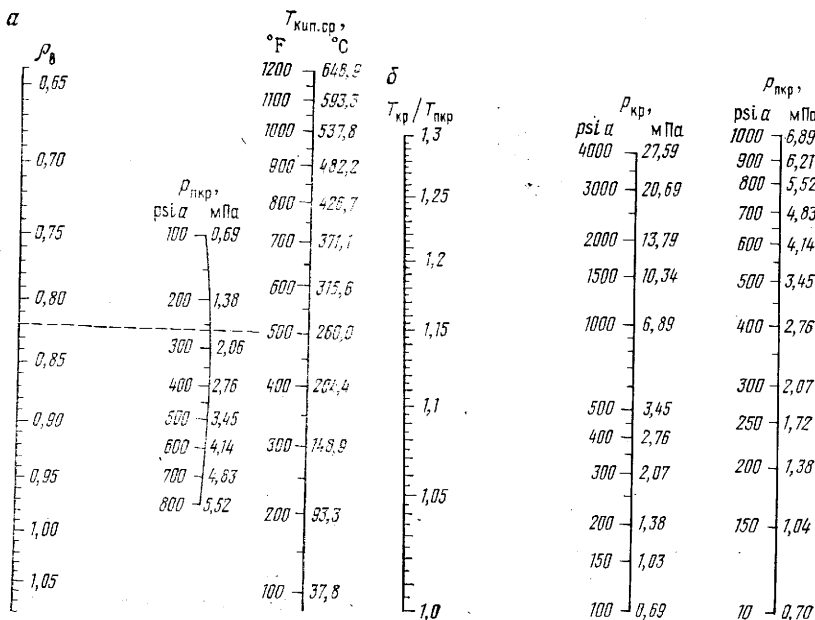


Рис. 3.20. Номограммы для определения в углеводородных смесях псевдокритического $\rho_{кр}$ (а) и критического $\rho_{кр}$ (б) давления, критической $T_{кр}$ и псевдокритической $T_{кр}$ температуры (в) [74]. $T_{кр, ср}$ — температура средняя молярная для $T_{кр}$ и средняя массовая для $T_{кр}$

номограмме, соответствует $\rho_{кр}$, рассчитываемому по уравнению $\rho_{кр} = \sum_{i=1}^n x_i \rho_{кр, i}$, где x_i — молярная доля компонента i в системе и $\rho_{кр, i}$ — его критическое давление.

Пример определения $\rho_{кр, i}$ по номограмме (см. рис. 3.20, а). Взята углеводородная система с относительной плотностью 0,82 и средней тем-

пературой кипения 260 °С, представляющей среднее арифметическое из объемной и массовой температур кипения системы. Соединив прямой линией указанные значения на правой и левой шкалах номограммы, находим в точке пересечения прямой со шкалой псевдокритического давления его значение 1,65 МПа. С увеличением температуры выкипания фракций их критическая температура растет, а критическое давление падает.

Пример. Определить $T_{кр}$ смеси УВ с относительной плотностью 0,780 и средней массовой температурой 204,4 °С (см. рис. 3.20, в). Для этого соединяют прямой линией указанные значения на соответствующих шкалах и находят значение $T_{кр}$ у точки пересечения этой прямой со средней шкалой температур, равное 378,3 °С. Для определения $T_{пкр}$ используют среднюю молярную температуру кипения смеси. Минимальная ошибка в определении $T_{кр}$ по номограмме составляет 4 % от абсолютной величины $T_{кр}$, максимальная — может достигать 25 %.

Растворимость индивидуальных углеводородов и нефтей в воде

При изучении роли воды в процессах миграции и аккумуляции УВ необходимо располагать данными об их растворимости в воде при разных пластовых условиях.

Исследования многих авторов показали, что растворимость жидких УВ в воде возрастает с повышением температуры и несколько снижается с повышением давления (рис. 3.21, 3.22).

Растворимость УВ в воде снижается в ряду арены — цикланы — алканы. Наибольшей растворимостью в воде обладает бензол. Так, при 250 °С и 29 МПа в воде растворяется 0,08 молярной доли бензола, тогда как *n*-гексана только 0,0017.

Растворимость в воде УВ одного класса уменьшается с ростом их молекулярной массы, а также падает в присутствии других УВ (табл. 3.9).

Растворимость УВ в воде при 20 °С
(С. D. McAuliffe, 1970 г.)

Таблица 3.9

Углеводороды	Растворимость*, г/т	Углеводороды	Растворимость*, г/т
Парафиновые		Нафтеновые	
<i>n</i> -Пентан	38,5 (±2,0)	Циклопентан	156,0 (±9,0)
<i>n</i> -Гексан	9,5 (±1,2)	Циклогексан	55,0 (±2,3)
<i>n</i> -Гептан	2,93 (±0,2)	Метилциклогексан	14,0 (±1,2)
<i>n</i> -Нонан	0,22 (±0,021)	1,2,3-Триметилциклогексан	1,77 (±0,05)
Изопарафиновые		Ароматические	
2-Метилгексан	2,54 (±0,020)	Бензол	1780 (±45)
3-Метилгептан	0,792 (±0,028)	Толуол	515 (±17)
		<i>o</i> -Ксилол	175 (±8)

* В скобках — отклонение от среднего значения.

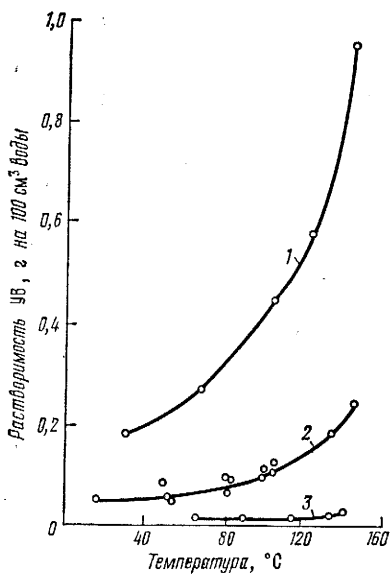


Рис. 3.21. Растворимость бензола (1), толуола (2) и метилциклогексана (3) в чистой воде при различной температуре

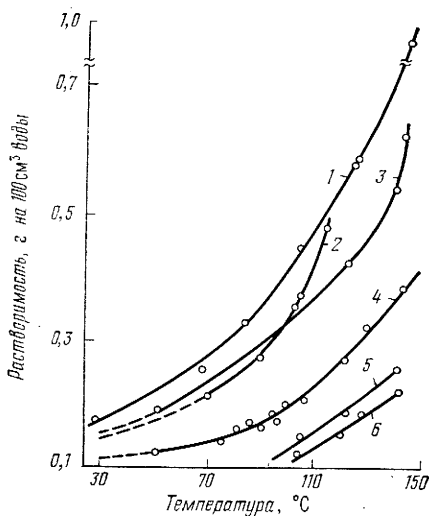


Рис. 3.22. Изобары растворимости бензола в чистой воде (1) и воде, насыщенной при давлении 32,8 МПа азотом (2), гелием (3), метаном (4), углекислым газом (5), пропаном (6) (Т. П. Жузе, В. И. Сергеевич, В. Ф. Бурмистрова, Е. А. Есаков, 1971 г.)

При нормальных условиях растворимость толуола в воде почти в 3 раза меньше, чем бензола.

Насыщение воды газом приводит обычно к снижению растворимости в ней жидких УВ, но в различной степени — в зависимости от природы УВ, газа, температуры и давления. Так, растворимость бензола в воде снижается при насыщении ее различными газами (см. рис. 3.22). Как видим, наибольшее снижение растворимости бензола происходит в воде, насыщенной метаном, углекислым газом и пропаном.

На растворимость УВ в воде влияет ее минерализация. Поскольку взаимная растворимость двух жидких фаз зависит от величины поверхностного натяжения на границе их раздела, то электролиты, повышающие ее, снижают взаимную растворимость, и наоборот.

Коллоидная растворимость УВ в воде, содержащей поверхностно-активные вещества (ПАВ), может в десятки и сотни раз превышать молекулярную растворимость УВ. Однако критическая концентрация мицеллообразования (к.к.м.), т. е. концентрация ПАВ в воде, при которой начинается образование мицелл, составляет обычно сотни и тысячи миллиграммов на 1 л. В большинстве же случаев концентрация ПАВ (типа мыл жирных и нафтеновых кислот) в пластовых водах намного ниже к.к.м. Рядом исследователей было отмечено, что к.к.м. мыл понижается от добавки в их водный раствор спиртов, УВ и некоторых других веществ. Кроме того, следует отметить, что по мере роста концентрации ПАВ в растворе истинная растворимость УВ растет.

Взаимная растворимость нефтей и воды мало изучена. При температуре до 100 °С нефть и вода слабо взаимно растворяются, в интервале 150—200 °С заметно увеличивается растворимость нефти в воде, которая резко возрастает при температуре выше 200 °С.

В условиях ограниченной взаимной растворимости в системах нефть — вода смесь УВ, переходящих в водную фазу, не соответствует по составу исходной нефти. Это происходит из-за неодинаковой растворимости в воде различных компонентов нефти. Водная фаза содержит больше, чем нефть, легких УВ, и, кроме того, эта фаза обогащается ароматическими УВ, растворяющимися в воде лучше, чем другие группы УВ с одинаковым числом атомов углерода в молекуле.

Состав нефти, растворенной в воде, изменяется в зависимости от температуры и давления. Плотность нефти, растворенной в воде по данным В. В. Колодия (1975 г.), при изотермическом повышении давления падает, а при изобарическом повышении температуры растет.

Определенной критической точки неограниченной растворимости в системах легкая нефть — вода не имеется, это явление наблюдается приблизительно в интервале температуры 320—330 °С, при давлении порядка 160 МПа.

§ 3. Газонефтяные системы

Углеводороды в пластовых условиях могут находиться как в однофазовом жидком состоянии, когда газ полностью растворен в нефти, так и в двухфазовом, когда определенное количество газа находится над нефтью в свободном состоянии. В последнем случае пластовое давление оказывается недостаточным для полного растворения газа.

Давлением насыщения нефти газом (p_n) называется давление, при котором газ и пластовая нефть находятся в термодинамическом равновесии. Пластовая нефть называется насыщенной, если она находится при пластовом давлении, равном давлению насыщения, недонасыщенной, если пластовое давление выше давления насыщения. Пережатие, или недонасыщенность пластовых нефтей (разность между пластовым давлением и давлением насыщения) может колебаться от 0,1 до нескольких десятков МПа. Количество газа, растворенного в пластовой нефти, зависит от величины давления насыщения. Если давление в пласте падает ниже давления насыщения, то из нефти выделяется растворенный газ.

Газовый фактор, т. е. количество растворенного газа в нефти (см. также § 5 гл. 2) зависит от давления насыщения. Для газонефтяной системы с ростом температуры увеличивается давление насыщения. Чем выше молекулярная масса нефти, тем большее давление необходимо для растворения одинакового количества газа. По мере увеличения глубины залегания газонефтяного пласта возрастает давление, при этом растет растворимость газа в нефти, а высокомолекулярные компоненты нефти, наоборот, растворяются в газе.

Закономерности растворимости газов в нефтях и изменения состава попутного газа в пластовых условиях подробно рассмотрены в § 1 на-

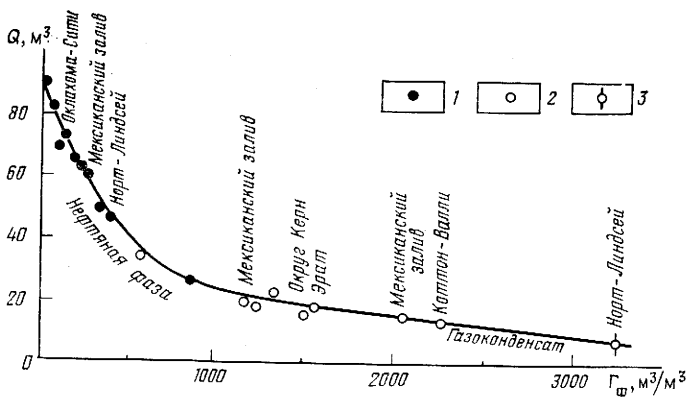


Рис. 3.23. Связь газового фактора нефтяных (1), газоконденсатных (2) и газовых (3) месторождений с количеством жидкости в сепараторе, m^3 на $100 m^3$ пластовой жидкости (Д. Катц, Д. Корнелл, Р. Кобаяши и др., 1965 г.)

стоящей главы. Величину Γ_f нефтей при различных пластовых условиях можно определить по приведенной выше номограмме (см. рис. 3.7).

Газовый фактор часто используют в качестве одного из критериев при установлении фазового состояния флюидов в пластовых условиях (рис. 3.23). В некоторых работах отмечается, что при Γ_f менее $650 m^3/m^3$ залежь является нефтяной, а при Γ_f выше $900 m^3/m^3$ — газоконденсатной.

Фазовые диаграммы и закономерности фазовых превращений

Изменение пластовых давления и температуры вызывает перераспределение компонентов нефти между фазами. Ввиду сложности состава газонефтяных систем закономерности их фазовых превращений рассмотрим вначале на примере более простых бинарных систем — смесях метана с жидкими УВ. Эти смеси характеризуются многими общими свойствами с газонефтяными системами.

На фазовой диаграмме бинарной смеси постоянного состава метан — жидкий углеводород (рис. 3.24) кривая ACB , огибающая двухфазовую область, относится к системе постоянного состава, любое изменение которого отражается на ее форме. Линия ACB состоит из двух ветвей: кривой точек кипения AC и кривой точек росы BC . Составы жидкости вдоль кривой AC и пара вдоль кривой BC постепенно изменяются таким образом, что становятся одинаковыми в критической точке C . При давлении выше кривой AC система находится в однофазовом жидком состоянии, а при давлениях ниже кривой BC — в однофазовом газовом состоянии. Ниже кривой AC в жидкости появляются пузырьки пара, находящиеся в равновесии с ней. Количество пара растет при дальнейшем снижении давления в системе. При увеличении давления выше кривой точек росы из газовой фазы конденсируется жидкий углеводород. Внутри двухфазовой области располагаются кривые равного содержания жидкой фазы в системе.

В отличие от однокомпонентной системы в бинарной смеси $T_{кр}$ и $p_{кр}$ в критической точке C не являются максимальными, при них еще могут

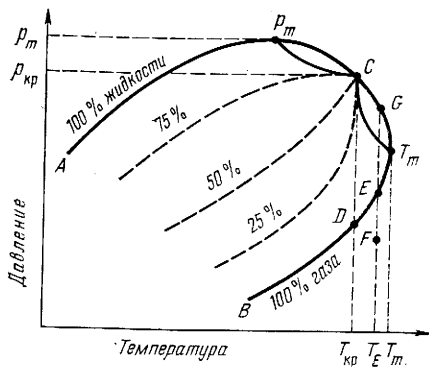


Рис. 3.24. Фазовая диаграмма в координатах давление — температура бинарной системы метан — жидкий углеводород [74]

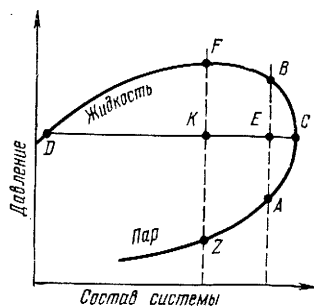


Рис. 3.25. Фазовая диаграмма в координатах давление — состав бинарной системы при постоянной температуре (Б. Ф. Додж, 1950 г.).

существовать две фазы. Для бинарной системы такими точками являются критическая температура p_m и критическая температура T_m . При изменении давления в интервале температуры от $T_{кр}$ до T_m , так же как и при изменении температуры в интервале давления от $p_{кр}$ до p_m (см. рис. 3.24) в системе происходят аномальные явления, носящие общее название ретроградных. Так, например, при изотермическом сжатии системы, находящейся в точке F при температуре T_E , начиная с точки E , из газа выделяется жидкий углеводород. Его количество вначале увеличивается, достигая максимума, затем уменьшается до нуля (в точке G), где снова пересекается линия пара. Это явление называется изотермическим обратным испарением. Явление обратной изобарической конденсации происходит при изменении температуры в интервале от T_m до $T_{кр}$ и давления от p_m до $p_{кр}$. Вначале из газа выделяется жидкость, она накапливается, затем постепенно испаряется и исчезает при достижении прямой CD . На фазовой диаграмме видно, что аномальные явления происходят также в интервале давлений $p_{кр}—p_m$ при повышении или понижении температуры.

Изменение относительного содержания двух фаз показано на диаграмме давление — состав (рис. 3.25). Любая вертикальная линия, проходящая через область двух фаз, рассекает горизонтальные соединительные линии на участки, длины которых обратно пропорциональны содержанию фаз. Например, отношения отрезков прямых EC/DE и KC/DK равны отношению масс жидкости и пара; в точках A, B, Z и F оно равно нулю.

Критические параметры газонефтяных систем

Критическую температуру газонефтяной смеси ориентировочно можно определять по правилу аддитивности: $T_{кр} = \sum T_{кр.i} g_i$, где $T_{кр.i}$ — критическая температура i -го компонента, а g_i — его массовая доля в системе. Для расчета $p_{кр}$ газонефтяных систем правило аддитивности неприменимо, $p_{кр}$ смеси обычно намного выше $p_{кр}$ любого ее компонента. Отклонение действительного $p_{кр}$ от рассчитанного по правилу аддитив-

ности тем значительнее, чем сильнее различаются молекулярные массы и природа компонентов смеси. На рис. 3.26 кривые 1 и 2 показывают изменение соответственно $T_{кр}$ и $\rho_{кр}$ при изменении состава в системе $C_2 - n = C_7$.

Как видно из рис. 3.27, $T_{кр}$ газонефтяных систем значительно ниже $T_{кр}$ нефтей, не содержащих газовых компонентов (Т. П. Жузе, Г. Н. Юшкевич, Г. С. Ушакова, Е. А. Есаков, 1963 г.).

По данным о критических ($T_{кр}$, $\rho_{кр}$) и пластовых ($T_{пл}$, $\rho_{пл}$) параметрах углеводородной залежи можно ориентировочно судить о ее фазовом состоянии в пласте. Для определения $T_{кр}$ и $\rho_{кр}$ природных смесей УВ, а также нефтяных фракций имеется ряд эмпирических корреляций. Чаще для определения $\rho_{кр}$ природных углеводородных смесей используются кривые, построенные по экспериментально найденным $\rho_{кр}$ и $T_{кр}$ двойных и тройных смесей метана с нормальными парафиновыми УВ. На рис. 3.28 представлены огибающие кривые критических точек для ряда бинарных смесей метана с УВ от C_2 до C_{16} [74]. Кривые начинаются в критических точках чистых УВ. Предполагается, что они не пересекаются друг с другом и располагаются одна над другой.

Тройная смесь метана с нормальными алканами при постоянной величине S^1 часто рассматривается как условно двойная, состоящая из метана и сложного компонента, представляющего смесь в заданном соотношении компонентов с промежуточной молекулярной массой и тяжелого. Критические кривые условных двойных смесей метана с n -алканами близки к критическим кривым истинных двойных смесей этих УВ.

Наблюдаемая эмпирическая зависимость была применена С. Хедденом (S. T. Hadden, 1953 г.) при построении критических кривых многокомпонентных газонефтяных (газоконденсатных) систем. Для этого сначала рассчитывают среднюю массовую молекулярную массу M условного тяжелого компонента: $M = \sum M_i g_i$, где M_i — молекулярная масса i -го компонента в системе и g_i — его массовая доля. Суммирование ведут по всем компонентам смеси, кроме метана.

Характеристический фактор k используется как параметр, отражающий природу УВ нефти и ее фракций. Значение k вычисляют по формуле:

$$k = \sqrt[3]{\frac{T_{кип. ср}}{T_{кип. ср}^0}} \cdot \rho_{20} / [0,8162(\rho_{20} + 0,0083)],$$

где $T_{кип. ср}$ — средняя температура кипения смеси, К; ρ_{20} — плотность смеси при 20 °С. Величина k для жидких парафиновых УВ меняется от 13,8 до 12,7, для нафтеновых — от 12 до 11 и для ароматических от 10 до 9,5. По полученной эквивалентной молекулярной массе тяжелого компонента находят положение кривой рассматриваемой системы $C_1 - C_2 + \text{высш.}$ на графике (см. рис. 3.28) и определяют критическое давление, соответствующее известной или рассчитанной критической температуре системы.

Описанный метод определения $\rho_{кр}$ газонефтяных (газоконденсатных) систем дает существенные ошибки при применении к системам, содержащим помимо парафиновых ароматические и нафтеновые УВ.

¹ S определяется отношением числа молей промежуточного компонента к сумме молей промежуточного и тяжелого компонентов.

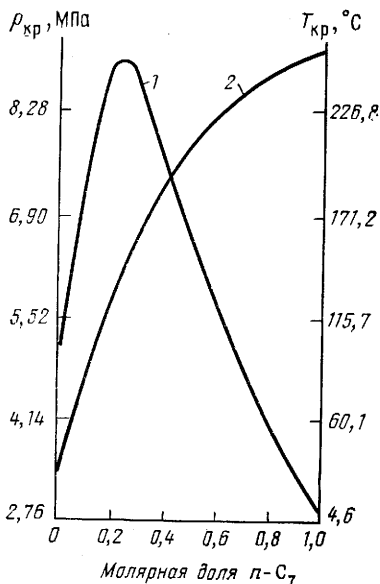


Рис. 3.26. Огибающие кривые критических давлений $p_{кр}$ (1) и температуры $T_{кр}$ (2) в системе C_2-n-C_7 [65]

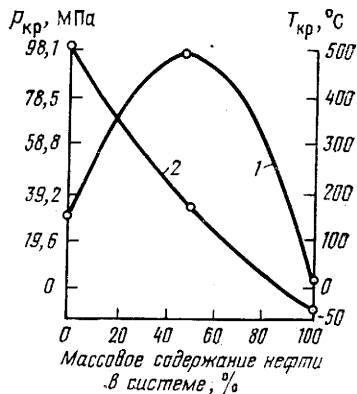


Рис. 3.27. Зависимость критических давлений $p_{кр}$ (1) и температуры $T_{кр}$ (2) системы нефть — конденсатный газ от содержания в ней нефти. Степновское месторождение (пласт D_2IV_a , плотность нефти 859 $кг/м^3$, содержание конденсата в газе 51 $г/м^3$, плотность конденсата 736 $кг/м^3$, относительная плотность газа без конденсата 0,621)

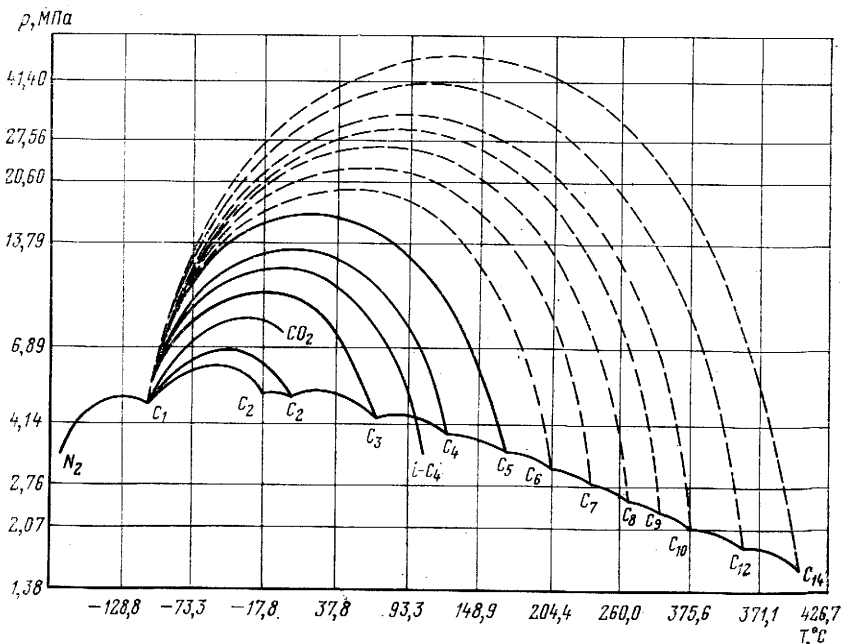


Рис. 3.28. Критическое давление бинарных смесей метана с легкими парафиновыми УВ [74]

Одинаковый вид кривых для смесей метана с истинными и условными тяжелыми компонентами, имеющими одинаковые средние массовые характеристики, установлен на малом экспериментальном материале. В отличие от критических кривых на диаграмме давление — температура критические кривые условных двойных систем на диаграмме температура — состав пересекаются в ряде случаев с критическими кривыми истинных двойных смесей [37].

Методы расчета фазового состояния и состава фаз газонефтяных (газоконденсатных) систем

На практике расчеты проводятся на основе константы фазового равновесия UVK по уравнениям материального баланса (С. К. Eilert e. a., 1957 г.). Константа K i -го углеводорода представляет собой соотношение его молярных долей в газовой (y_i) и жидкой (x_i) фазах: $K_i = y_i/x_i$. В критической точке состав газовой и жидкой фаз системы одинаков и K_i всех ее компонентов равна 1.

Для одного моля системы сумма молярных долей всех ее компонентов равна 1: $n_1 + n_2 + \dots + n_j = 1$ или $\sum_{i=1}^j n_j = 1$. Для одного моля системы $G + L = 1$, где G и L — части моля равновесных газовой и жидкой фаз системы при рассматриваемых температуре и давлении ($L = l_1 + l_2 + \dots + l_j$, где l_1, l_2, \dots, l_j — моли 1, 2, ..., j -го компонентов в жидкой фазе). $G = 1 - L$ — часть моля газовой фазы. Молярные доли i -го компонента в жидкой и газовой фазе соответственно составляют $x_i = l_i/L$ и $y_i = (n_i - l_i)/G$, а их суммы $\sum_{i=1}^j x_i = 1$ и $\sum_{i=1}^j y_i = 1$.

Рассчитываем K для каждого углеводорода:

$$K_i = \frac{y_i}{x_i} = \frac{(n_i - l_i)L}{Gl_i},$$

откуда

$$l_i = \frac{n_i L}{K_i G + L}.$$

Разделив числитель и знаменатель правой части выведенного уравнения на L , получают формулы, более удобные для подсчета:

$$l_i = \frac{n_i}{K_i(G/L) + 1}, \quad x_i = \frac{n_i}{G(K_i - 1) + 1}$$

$$\text{и } y_i = \frac{n_i K_i}{G(K_i - 1) + 1}.$$

Значения n_i известны из состава исходной системы, а величины K_i находят по атласу констант NGPSA [65] или по таблицам констант фазового равновесия для давления и температуры системы. Величину L определяют методом проб и ошибок: задаются произвольной величиной L и по най-

денным значениям K_i рассчитывают значения всех l_i . При правильно выбранном L должно выполняться равенство $L = \sum_{i=1}^j l_i$. Если оно не удовлетворяется, то принятая величина L неверна и задаются ее новым значениям. Расчет повторяют до тех пор, пока L не будет равняться $\sum l_i$ с точностью до пятого десятичного знака. Для ориентировочных расчетов удовлетворяются меньшей точностью. Проверку правильности выбора величины L можно вести и путем расчета значения X_i для всех УВ по уравнению $x_i = n_i / [G(K_i - 1) + 1]$. При правильно выбранном L сумма всех X_i должна равняться 1.

На кривой точек росы системы $G=1$ и $\sum n_i/K_i=1$. На кривой точек кипения $G=0$ и $\sum n_i K_i=1$. Методом проб и ошибок для системы данного состава находят ряд значений давления и температуры, при которых удовлетворяются эти уравнения, строят кривую, огибающую область двухфазового состояния рассматриваемой системы (диаграмму давление — температура).

Константы фазового равновесия УВ находят в атласе NGPSA и таблицах по трем параметрам: температуре и давлению системы (рис. 3.29, 3.30) и давлению схождения $p_{сх}$.

Давление схождения (параметр, предназначенный для характеристики состава системы) имеет два определения: 1) давление при температуре системы, при котором K_i всех ее компонентов равна 1, 2) критическое давление новой системы, полученной подбором такого соотношения равновесных газовой и жидкой фаз рассматриваемой системы при ее давлении и температуре, при котором ее критическая температура равняется температуре исходной системы. В атласе NGPSA принимается первое определение.

Давление схождения газонефтяных (газоконденсатных) систем понижается с температурой, что видно из графика (рис. 3.31), построенного по экспериментальным данным Г. С. Ушаковой и Т. П. Жузе в 1978 г.

При расчете $p_{сх}$ по методу С. Хеддена (S. T. Hadden, 1953 г.) за основу принимают либо состав исходной системы, либо для упрощения состав ее равновесной жидкой фазы при температуре и давлении системы. При использовании атласа NGPSA $p_{сх}$ определяют по составу равновесной жидкой фазы при t и p , для которых нужно знать K_i . Предварительно делают расчет состава фаз по общему составу системы при ее давлении и температуре, используя ориентировочное значение $p_{сх}$. Полученный при расчете состав равновесной жидкой фазы представляют в виде условной бинарной системы, состоящей из самого легкого компонента (метана) и тяжелого псевдокомпонента, включающего в себя остальные УВ. По составу тяжелого псевдокомпонента подсчитывают его средние массовые критические температуру и давление:

$$T_{кр. ср} = \sum_{i=2}^j x_i M_i T_{кр. i} / \left(\sum_{i=2}^j x_i T_{кр. i} \right) \text{ и}$$

$$p_{кр. ср} = \sum_{i=2}^j x_i M_i p_{кр. i} / \left(\sum_{i=2}^j x_i T_{кр. i} \right).$$

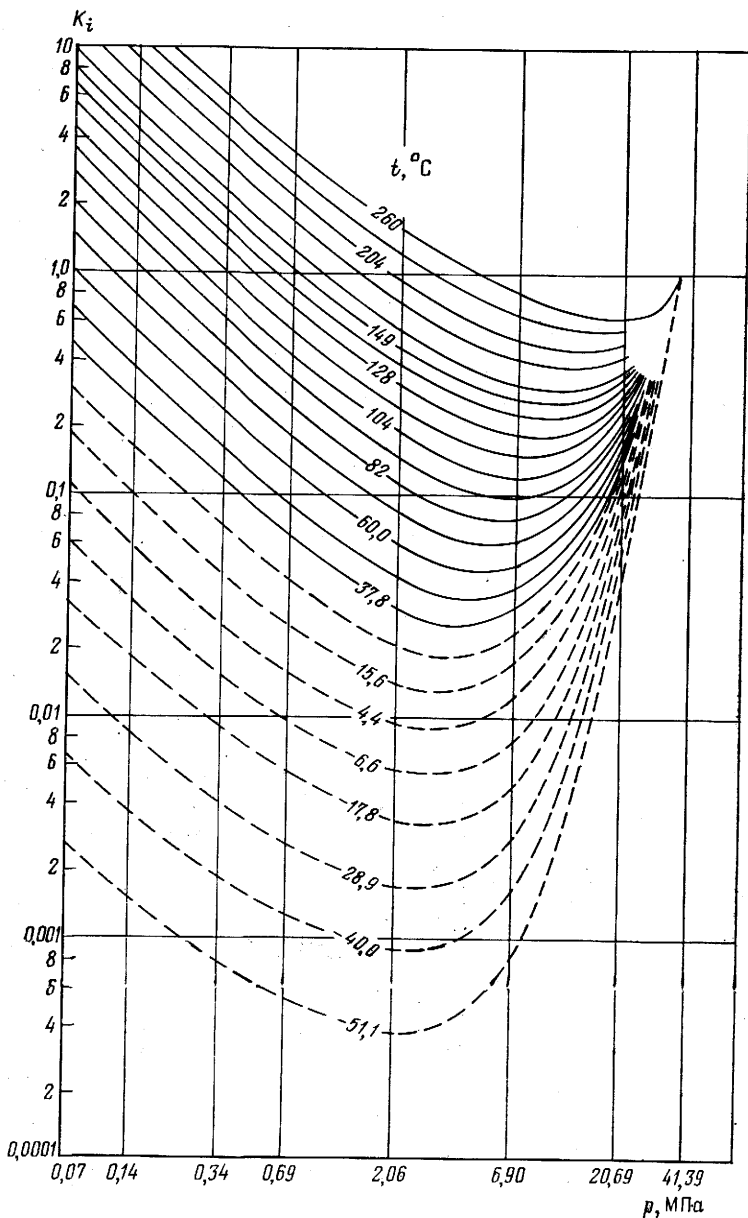


Рис. 3.29. Зависимость констант фазового равновесия n -гексана K_i от температуры t и давления p при давлении схождения 41,38 МПа [65]

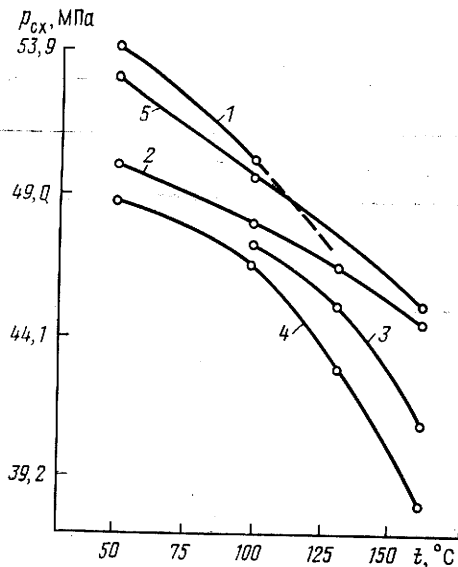
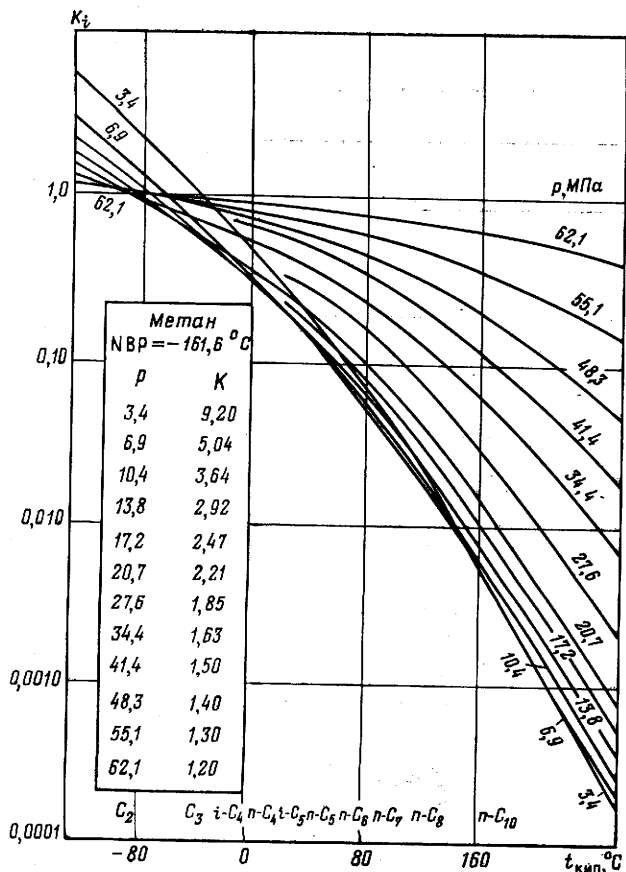


Рис. 3.31. Зависимость давления схождения $p_{сх}$ от температуры t для ароматической (1), нафтенной (2), парафино-нафтенной (3), парафиновой (4), парафино-ароматической (5) газонефтяных систем (Г. С. Ушакова, Т. П. Жузе, 1978 г.)

Рис. 3.30. Зависимость констант фазового равновесия УВ C_1-C_{10} K_t от их нормальной температуры кипения $t_{кип}$ при разном давлении, температуре 93 °C и давлении схождения 68,7 МПа (Д. Л. Катц, Д. Корнелл, Р. Кобаяши и др., 1965 г.). На врезке приведены константы равновесия метана при разном давлении; NBP — нормальная температура кипения метана

По найденным значениям $T_{кр. ср}$ и $p_{кр. ср}$ на графике кривых критического давления бинарных смесей (см. рис. 3.28) проводят интерполяционную кривую, соединяющую критические точки метана и тяжелого псевдокомпонента. В точке пересечения интерполяционной кривой с линией температуры, для которой нужно найти K_i , по ординате отсчитывают $p_{кр}$ псевдобинарной системы и принимают его за $p_{сх}$. По найденному значению $p_{сх}$, давлению и температуре системы определяют по атласу NGSPA константы фазового равновесия УВ и по ним рассчитывают состав жидкой фазы, по которому находят новое значение $p_{сх}$ (для проверки предыдущего определения). Если новая величина $p_{сх}$ не совпадает с определенной ранее, то снова задаются значением $p_{сх}$, находят K_i и повторяют весь расчет до тех пор, пока в двух последовательных подсчетах $p_{сх}$ уже существенно не изменяется или когда составы жидких фаз становятся очень близкими.

Для ускорения расчетов Е. Органик и Б. Холлингсворт (E. J. Organick, B. J. Hollingsworth, 1959 г.) предложили полином, позволяющий вычислять $p_{сх}$ на ЭВМ. Известен еще ряд методов определения давления схождения, в которых, так же как и в вышеописанном методе, сложная система представляется в виде бинарной. А. Роу и С. Калипани (A. M. Rowe, C. S. Kaliappani, 1967 г.) разработали метод расчета, не требующий приведения многокомпонентной смеси к псевдобинарной. Метод основан на поиске смеси такого состава, у которой $T_{кр}$ равна температуре рассматриваемой системы, а $p_{кр}$ — давлению схождения исходной смеси.

В настоящее время нет надежного метода определения $p_{сх}$, хотя для этой цели и предложен ряд способов. При использовании атласа NGSPA $p_{сх}$ определяют по составу равновесной жидкой фазы при температуре и давлении системы. Для этого фазу принимают за условную бинарную систему, состоящую из метана и тяжелого псевдокомпонента, включающего все остальные УВ (Г. С. Степанова, 1974 г.). Определение K_i для УВ по атласу NGSPA для систем с большим содержанием нафтеновых и ароматических УВ вносит определенные ошибки, так как атлас построен по данным исследования парафиновых систем.

Точность всех методов расчета фазового состояния и состава фаз в углеводородных системах при высоком давлении зависит не только от точности определения $p_{сх}$ и K_i , но и от надежности данных по составу исходной системы.

Методы расчета газожидкостного равновесия в газонефтяных системах при высоком давлении по K_i , определяемой по атласу NGSPA с использованием $p_{сх}$ как параметра, характеризующего природу системы, недостаточно точны. Поэтому развитие получают полутеоретические методы, основанные на расчете K_i по различным уравнениям состояния (Редлиха — Квонга, Бенедикта, Вебба и Рубина), а также метод Дж. Соува (G. Soave) и др.

Следует отметить, что наиболее часто используют методы, для которых разработаны программы расчета K_i на ЭВМ (G. Chao, G. Seader, 1961 г.; D. Y. Peng, D. B. Robinson, 1976 г.). Детальное рассмотрение полутеоретических методов, сделанное в обзоре зарубежной литера-

туры¹, показало, что использование этих методов ограничивается пока простыми углеводородными системами.

Предложены эмпирические аналитические уравнения для расчета на ЭВМ констант фазового равновесия УВ в системах, состоящих из широких нефтяных фракций (н. к.—450—500 °С) и природного газа. Уравнения получают путем статистической обработки большого числа экспериментальных данных по K_i для УВ, входящих в углеводородные системы разной природы и с газовыми факторами от 600 до 2000 м³/т. Уравнения позволяют рассчитывать K_i для УВ от C_1 до C_{24} при температуре от 50 до 160 °С и давлении от 20 до 50 МПа.

Для вывода уравнений были выбраны параметры, непосредственно характеризующие групповой углеводородный и фракционный составы исследуемых систем и условия их термодинамического равновесия (температура и давление). Полученные уравнения имеют следующий вид для

констант фазового равновесия УВ от C_1 до C_6 : $K_j = \beta_0 + \sum_{i=1}^{i=7} \beta_i X_i$ и УВ от

C_6 до C_{24} $K_j = \beta_0 + \sum_{i=1}^{i=7} \beta_i X_i + \sum_{i=1}^{n=7} \beta_{ii} X_i^2$. Значения X_i , β_i и β_{ii} для УВ

C_1 — C_{24} приведены в работе Т. П. Жузе, Г. С. Ушаковой, В. Ф. Зазовского (1981 г.). Средняя относительная ошибка для K_i УВ C_1 — C_4 составляет 7—10 %, C_5 и C_6 12 % и C_7 — C_{24} 12—20 %.

§ 4. Газоконденсатные системы

Растворимость жидких углеводородов в сжатых газах

Растворимость жидких УВ в природных газах, находящихся под давлением при температуре выше критической, обуславливает образование газоконденсатных скоплений и играет большую роль в переносе жидких УВ в земной коре в газовой фазе.

На графике растворимости УВ в метане (рис. 3.32) левые ветви кривых относятся к области нормальной конденсации жидких УВ из газовой фазы при повышении давления в системе. Правые ветви соответствуют растворению жидких УВ в газе при дальнейшем повышении давления. С увеличением молекулярной массы жидких УВ растворимость их в газе при одинаковых температуре и давлении уменьшается. Давление, соответствующее переходу левой ветви изотермы растворимости в правую, повышается с ростом молекулярной массы жидких УВ. С увеличением разветвленности молекул УВ растворимость их в газе возрастает.

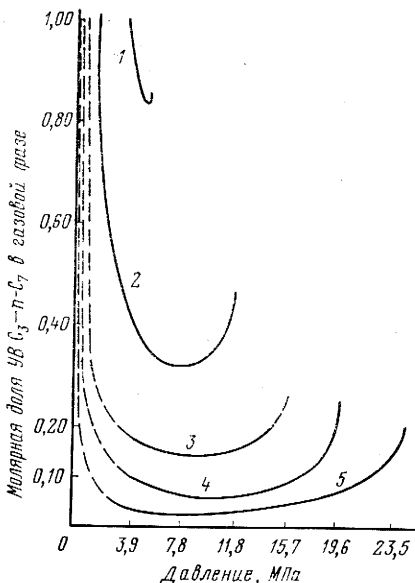
Изотерма растворимости жидких УВ в сжатом газе качественно описывается уравнением $dN_i/dp = (V_i - \bar{V}_i)/RT$, где N_i , V_i и \bar{V}_i — соответственно молярная доля, молярный объем и парциальный молярный объем жидкого углеводорода i в газовой фазе при данных давлении и температуре. По данным И. Р. Кричевского (1952 г.), при давлении, для которого $\bar{V}_i = V_i$, кривая проходит через минимум.

¹ Аналитические методы исследования парожидкостного состояния природных углеводородных газов. Составили Г. Р. Гуревич, А. И. Ширковский. М., ВНИИО-ЭНГ, 1975.

Рис. 3.32. Изотермы растворимости нормальных парафиновых УВ в метане.

Углеводороды (температура, °C): 1 — C₃ (88), 2 — n-C₄ (88), 3 — n-C₅ (85), 4 — n-C₆ (85), 5 — n-C₇ (85).

Пунктиром показана экстраполяция кривых



С увеличением температуры и давления растворимость жидких УВ в газе растет, причем давление оказывает большее влияние, чем температура (табл. 3.10). При одинаковых давлении и температуре среди УВ с равным числом атомов С в молекуле лучшей растворимостью в углеводородных газах обладают нормальные парафины, а наименьшей — арены. Цикланы в этом отношении занимают промежуточное положение. С повышением температуры и давления разница в растворимости УВ различных групп в газе уменьшается.

По Т. П. Жузе (1974 г.), растворяющая способность газов растет в ряду метан → этан → пропан → бутаны.

Растворимость УВ в азоте ниже, чем в метане.

Таблица 3.10
Растворимость n-тридекана и n-гексадекана в метане, 10⁻³
молярные доли
(Г. С. Степанова, 1974 г.)

Давление, МПа	n-Тридекан		n-Гексадекан		
	Температура, °C				
	50	150	60	120	190
4,90	0,2	2,5	Нет данных	0,2	2,1
9,81	Нет данных	2,4	0,1	0,3	1,7
14,71	0,3	3,0	0,1	0,4	1,8
19,61	1,3	4,2	0,2	0,7	2,8
24,51	1,9	8,0	0,4	1,3	4,5
29,42	4,9	11,9	0,6	2,5	7,2
34,32	7,9	19,2	1,0	4,6	11,6
39,23	12,9	33,2	1,9	7,4	18,0
44,13	20,0	Нет данных	3,5	11,0	37,0
49,03	Нет данных	То же	Нет данных	17,2	Нет данных

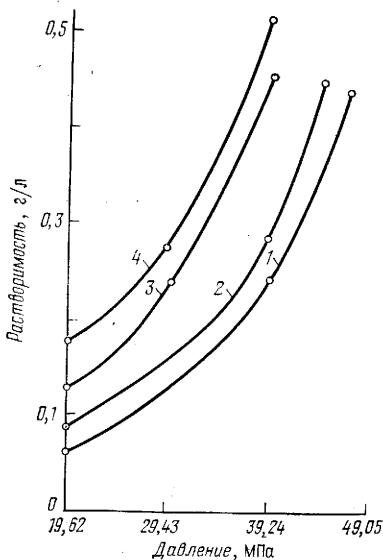


Рис. 3.33. Изотермы растворимости фракции нефти и. к.—450 °С (плотность 821,1 кг/м³, молекулярная масса 163) в природном газе при температуре, °С: 1—55; 2—100; 3—130; 4—160 (Г. С. Ушакова, Т. П. Жузе, В. П. Соколова, 1978 г.)

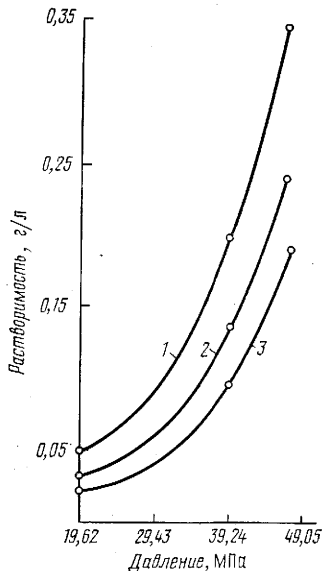


Рис. 3.34. Изотермы растворимости фракции нефти нафтенного основания и. к.—450 °С (плотность 839,2 кг/м³, молекулярная масса 189) в газе с содержанием азота, %: 1—1,5; 2—4,7; 3—14 (Г. С. Ушакова, Г. П. Юшкевич, Т. П. Жузе, 1978 г.)

В табл. 3.11 приведены данные о растворимости нефти месторождения Кумдаг (западный блок) в сухом природном газе. Плотность нефти 0,846 г/см³, молекулярная масса 273, содержание силикагелевых смол 4,1 %, асфальтенов 0,5 %.

Растворимость нефти в газе зависит от ее группового и фракционного состава, состава газа, а также температуры, давления и соотноше-

Т а б л и ц а 3.11

Растворимость нефти в газе
(Т. П. Жузе, Г. Н. Юшкевич, Г. С. Ушакова, Е. А. Есаков, 1963 г.)

Температура, °С	Давление, МПа	Растворимость		Плотность растворившейся части нефти, кг/м ³
		г/м ³	кг на 1 м ³ сжатого газа	
100	39,2	127	35	789
100	68,7	315	113	815
150	39,2	155	36	794
150	68,7	397	Не опр.	819
200	39,2	185	38	800
200	58,9	350	95	820
200	88,3	628	212	841
200	127,5	Не опр.	Не опр.	848
200	137,3	720	»	859

Таблица 3.12

Условия опытов и характеристика фракций нефти, растворившихся в газе при 100 °С, и остатка
(Л. В. Ковалев, Т. П. Жузе, 1960 г.)

Условия растворения нефти в газе			Растворимость фракций*, г/м³	Растворившиеся фракции			Количество остатка, % от загрузки нефти	Характеристика остатка			
Плотность газа (по воздуху)	Соотношение масс газа и нефти	Давление, МПа		Плотность, кг/м³	Содержание, %			Плотность, кг/м³	Содержание, %		
					смола-ликагелевых	асфальтенов			смола-ликагелевых	асфальтенов	масел
Туймазинская девонская высокосмолистая нефть (плотность 0,878 г/см³, молекулярная масса 253) **											
0,935	1,24	29,4	520	817	1,5	Отсут.	25	905	19,8	13,6	66,6
0,935	1,22	49,0	840	Нет данных	3,4	»		Нет данных			
0,935	1,20	63,7	920	842	6,1	»	10	1020	19,1	38,2	42,7
1,058	1,05	29,4	1272	Нет данных	4,1	»	Нет данных	994	Нет данных		
1,058	0,90	34,2	1390	851	6,3	»	6,8	1051	18,9	44,2	36,9
Небитдагская нефть (плотность 0,878 г/см³, молекулярная масса 271) ***											
0,975	1,03	29,4	1037	860	5,1	Отсут.	31	927	19,7	4,2	76,1
0,975	1,14	49,0	1100	Нет данных	8,1	»	6	Нет данных	23,9	51,8	
0,975	0,05	63,7	1330	875	10,0	»	Нет данных	1032	Нет данных		

* Дана на кубические метры при нормальных условиях.

** Легкие фракции нефти богаты парафиновыми УВ, а более высокомолекулярные — ароматическими соединениями.

*** Небитдагская нефть отличается от туймазинской меньшим содержанием парафиновых и большим нафтеновых УВ.

ния газовых и жидких компонентов в системе нефть — газ. С увеличением содержания в нефти легких компонентов растворимость более тяжелых УВ в сжатом газе возрастает.

При увеличении в системе значения соотношения объемов (масс) газа и нефти (при постоянных температуре и давлении) содержание жидких УВ в единице объема газовой фазы снижается. Общее же количество УВ, перешедших в газовую фазу, растет из-за увеличения объема газовой фазы в условиях равновесия. Это не относится к очень тяжелым нефтям, не содержащим легких фракций.

Смолистые компоненты нефтей растворяются в сухих природных газах лишь при высоком давлении, а асфальтены в этих условиях не растворяются совсем (табл. 3.12).

Как видно из рис. 3.33 и 3.34, рост температуры ведет к повышению растворимости широкой фракции нефти в природном газе, а присутствие азота в газе снижает ее.

Плотность, сжимаемость, вязкость газоконденсатных систем

Некоторые закономерности изменения *плотности* углеводородных газов в зависимости от различных параметров, рассмотренные в § 1, характерны и для газоконденсатных систем при давлении выше давления конденсации. Ввиду большого разнообразия составов газоконденсатных систем эти закономерности очень сложны и могут быть изучены на примере бинарных смесей метана с жидкими УВ различной природы в широком интервале давления и температуры (А. В. Сушилини, Т. П. Сафронова, Т. П. Жузе, 1973, 1975 гг.).

При давлении выше давления конденсации увеличение температуры ведет к уменьшению плотности газовых растворов, а увеличение давления — к ее повышению (рис. 3.35). Влияние давления на плотность системы уменьшается с увеличением концентрации жидкого компонента в системе. Плотность смесей метана с алканами, метана с цикланами и метана с аренами закономерно увеличивается с ростом концентрации второго компонента в системе.

Повышение молекулярной массы жидкого компонента парафинового ряда приводит к последовательному увеличению плотности газовых растворов. У смесей метана с аренами наблюдается иная картина зависимости плотности от молекулярной массы второго компонента. Так, при равных давлении, температуре и концентрации жидкого компонента смесь метан — бензол имеет более высокую плотность, чем смесь метан — толуол. При одинаковом содержании атомов С в молекуле наиболее высокая плотность наблюдается у смеси метана с ароматическим углеводородом, затем с нафтеновым и, наконец, с парафиновым. Так, плотность бинарных смесей возрастает в следующем порядке: метан — *n*-гексан, метан — циклогексан, метан — бензол. Следует отметить, что вязкость этих систем увеличивается в другом порядке, а именно: метан — *n*-гексан, метан — бензол, метан — циклогексан.

Изучение бинарных газовых растворов показало, что прямая зависимость вязкости смесей метана с жидкими УВ различных классов от их

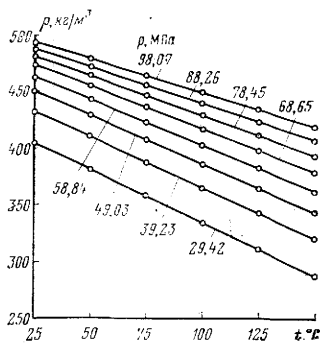


Рис. 3.35. Зависимость плотности ρ системы метан — *n*-гексан (N_2 0,2) от температуры t при разном давлении (А. В. Сушилиин, Г. П. Сафронова, Т. П. Жузе, 1973 г.)

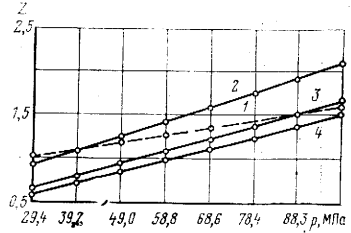


Рис. 3.36. Изотермы коэффициентов сжимаемости Z для метана (1) и систем метан — *n*-гексан (2), метан — циклогексан (3) и метан — бензол (4) при N_2 0,20 и температуре 150 °С

плотности не подтверждается. Закономерности изменения плотности бинарных газовых растворов являются характерными и для сложных газоконденсатных систем.

Коэффициент сжимаемости газоконденсатных систем Z изменяется в широких пределах (0,5—2,4) в зависимости от температуры, давления, а также молярной доли второго компонента (N_2), его молекулярной массы и природы.

При давлении выше 15—17 МПа Z углеводородных смесей в газовой фазе с ростом давления увеличивается (при одинаковой температуре). При этом влияние давления возрастает с увеличением концентрации жидких УВ в растворе. Влияние давления на величину Z выше у систем, содержащих *n*-алканы с более высокой молекулярной массой. Следует отметить, что изотермы Z систем метан — бензол и метан — толуол не пересекаются, и в интервале давлений 29,42—98,07 МПа Z увеличивается с ростом молекулярной массы второго компонента.

Рассмотрение графиков (рис. 3.36), построенных для трех систем с УВ разных классов, но с одинаковым числом атомов С в молекуле, показывает, что природа жидкого углеводорода оказывает сильное влияние на сжимаемость его газового раствора. Углы наклона изотерм Z к оси давления увеличиваются у систем в следующем порядке: метан — бензол, метан — циклогексан, метан — *n*-гексан. Из приведенных данных следует, что наиболее высокими значениями Z обладает система, содержащая нормальный парафиновый углеводород.

Сопоставление экспериментальных данных о коэффициенте сжимаемости бинарных смесей метана с жидкими УВ разной природы, но имеющих одинаковое число атомов С в молекуле, с данными, взятыми из обобщенного графика (см. рис. 3.2), показало, что наименее точные расчетные величины получаются для смесей метана с цикланами и аренами — расхождения доходят до 58 %. Последнее можно объяснить тем, что обобщенный график был построен по данным о сжимаемости легких углеводородных газов и их смесей. Обобщающий график (см. рис. 3.2) может

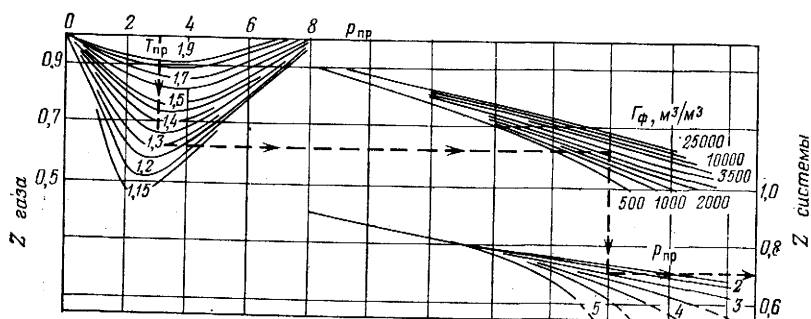


Рис. 3.37. Номограмма для определения коэффициента сжимаемости газа Z в присутствии жидкой фазы (Г. Ф. Требиш, Ю. Ф. Макагон, К. С. Басниев, 1976 г.)

быть использован для определения Z газоконденсатных систем при незначительном содержании жидкого компонента в системе (объемное содержание метана около 90 %). Применение номограммы, представленной на рис. 3.37, при определении Z дает более точные результаты.

Пример. Определить Z газового раствора с относительной плотностью 0,8 при давлении 13,7 МПа и температуре 25 °С. Приведенные давление и температура равны соответственно 3 и 1,3; газовый фактор 3500 м³/м³. Сначала определяем Z газа по графику в левом углу номограммы (см. рис. 3.37) — 0,62, затем в правой части номограммы определяем Z с учетом жидкой фазы — 0,71.

Вязкость бинарных смесей метана с жидкими УВ растет с увеличением молекулярной массы и числа атомов С в молекуле жидких компонентов различных углеводородных классов. Так, при 58,84 МПа, 25 °С и N₂ 0,1 соотношения вязкостей смеси метана с *n*-C₅, *n*-C₆ и *n*-C₇ и чистого метана соответственно равны 1,29; 1,46 и 1,88.

График зависимости $\eta = f(t)$ при постоянном давлении для смесей метана с *n*-пентаном, *n*-гексаном и *n*-гептаном (рис. 3.38) показывает, что повышение температуры ведет к снижению вязкости смесей при давлении выше давления конденсации.

Повышение концентрации второго компонента ведет к значительному увеличению вязкости газового раствора при постоянных давлении и температуре. Известно, что конденсаты наряду с парафиновыми содержат нафтеновые и ароматические УВ. С увеличением молекулярной доли второго компонента в смесях метана с аренами (бензол, толуол) влияние давления на вязкость несколько падает. Самую высокую вязкость имеет смесь метана с нафтеновыми УВ, несколько меньшую — с ароматическими и наиболее низкую — с нормальными парафиновыми УВ. Несмотря на то что (при равных давлении и температуре) молекулярная масса системы метан — *n*-гексан выше молекулярной массы смесей метана с бензолом или с циклогексаном, вязкость ее значительно ниже, чем у этих систем.

Интересно отметить, что смесь метан — циклогексан, обладая меньшей плотностью, чем смесь метан — бензол, в одинаковых условиях имеет

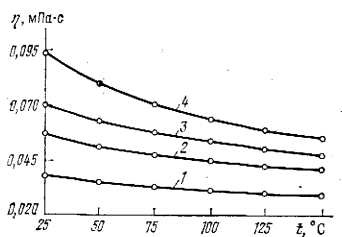


Рис. 3.38. Изобары вязкости η (метана (1) и бинарных систем метан — *n*-пентан (2), метан — гексан (3), метан — *n*-октан (4) при N_2 0,20 и давлении 58,8 МПа (А. В. Сушили, Т. П. Сафронова, Т. П. Жузе, 1975 г.)

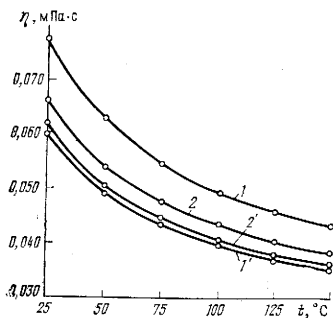


Рис. 3.39. Изобары вязкости η природных газоконденсатных систем при N_2 0,1 и давлении 39,2 МПа.

Система метан — конденсат: 1 и 1' — фракции соответственно н. к.— 180 °С и н. к.— 130 °С, Усть-Лабинское месторождение, 2 и 2' — то же, Челбасское месторождение

более высокую вязкость. Таким образом, природа второго компонента оказывает значительное влияние на вязкость газовых растворов УВ.

Аналогичные описанным закономерностям изменения вязкости и плотности бинарных смесей метана с жидкими УВ в зависимости от температуры и давления были установлены и при исследовании вязкости и плотности многокомпонентных систем.

Увеличение температуры ведет к снижению вязкости газоконденсатных систем и уменьшению влияния роста температуры на вязкость (рис. 3.39). Фракция н. к.— 130 °С конденсата Челбасского месторождения содержала на 10 % больше нафтеновых УВ, чем та же фракция конденсата Усть-Лабинского месторождения, что, вероятно, и привело к увеличению вязкости системы. Большей же плотностью характеризуются системы с фракциями конденсата Усть-Лабинского месторождения, т. е. прямая зависимость вязкости газовых растворов от их плотности не подтвердилась и на более сложных системах.

Закономерности фазового поведения газоконденсатных систем в пластовых условиях

Флюиды газоконденсатных залежей по закономерностям фазового поведения близки к бинарным смесям жидких УВ с метаном при большом содержании последнего. Вопросы фазового состояния бинарных углеводородных смесей детально рассмотрены в § 3 гл. 3.

На рис. 3.40 представлены типичные фазовые диаграммы газоконденсатных систем, отличающиеся расположением критических точек на кривой, огибающей двухфазную область системы. Отрезки кривых AT_mC на обеих диаграммах являются кривыми точек росы, или кривыми конденсации, а CB — кривыми точек кипения. Для обеих диаграмм характерно большое различие между температурами критической $T_{кр}$ и максимальной

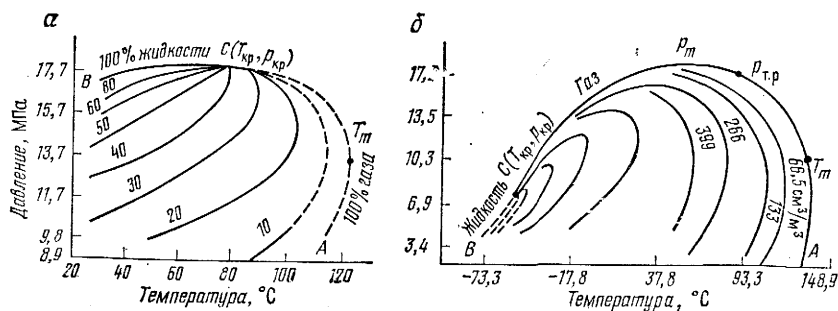


Рис. 3.40. Фазовые диаграммы газоконденсатных систем в координатах давление — температура:
 а — по Д. Катцу, Д. Корнеллу, Р. Кобаяши и др., 1965 г.; б — по С. Эйлерту и др., 1957 г.
 Цифры у кривых — содержание жидкости: а — в системе, %, б — в газовой фазе, $\text{см}^3/\text{м}^3$

T_m , при которой в системе еще могут существовать две фазы. На второй диаграмме (см. рис. 3.40, б) максимальное давление p_m , при котором система еще может находиться в двухфазовом состоянии, намного превышает критическое.

При снижении пластового давления ниже давления точки росы $p_{т.р}$ в интервале температуры $T_{кр}—T_m$ из газовой фазы выделяется конденсат, представляющий собой часть жидких УВ, растворенных в газе. При снижении температуры процесс конденсации протекает более активно (рис. 3.41). Выпадение конденсата из газа в пласте при снижении в нем давления в системе оказывает отрицательное влияние на его добычу при эксплуатации газоконденсатных залежей без поддержания пластового давления (этот конденсат смачивает породу коллектора и остается в пласте).

В определенном интервале снижения давления в сепараторе объем выделяющегося из газа конденсата растет, достигает максимума и при дальнейшем понижении давления падает. Давление, при котором выделяется максимальное количество конденсата, называется максимальным давлением конденсации.

Т а б л и ц а 3.13

Состав пластового газа при разном давлении
 (Г. С. Степанова, 1974 г.)

Компоненты	Молярное содержание (%) при пластовом давлении, МПа						
	34,3	24,1	20,6	17,2	13,7	10,3	6,9
Метан	74,8	77,2	78,1	78,7	79,2	79,5	79,6
Этан	8,8	8,8	8,7	8,7	8,7	8,8	8,9
Пропан	3,9	3,8	3,7	3,6	3,6	3,6	3,6
Бутаны	1,8	1,7	1,6	1,6	1,5	1,4	1,4
Пентаны + высшие	6,4	3,9	3,2	2,7	2,3	2,0	1,8
Азот	4,3	4,6	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7

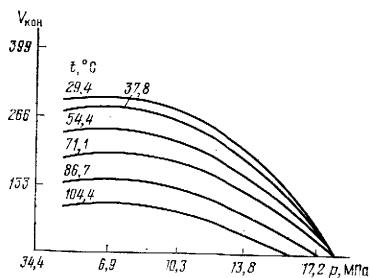


Рис. 3.41. Влияние температуры на изотермическую контактную конденсацию (С. К. Eilert, 1957 г.)

$V_{\text{кон}}$ — объем стабилизированного конденсата, выделяющегося из 1 м³ газа (при давлении 0,101 МПа и температуре 24 °С), см³/м³

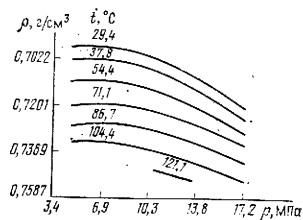


Рис. 3.42. Плотность ρ смесей жидких УВ, конденсирующихся при разных температуре t и давлении p (С. К. Eilert, 1957 г.)

Если падение давления в газоконденсатной системе вызывается непрерывным или ступенчатым отбором некоторой ее части при постоянных температуре и объеме системы, то происходит дифференциальная конденсация жидких УВ из газа. В этом случае изменение фазового состояния происходит при непрерывном изменении состава системы. При изотермическом понижении давления в газоконденсатной системе постоянного состава за счет увеличения ее объема происходит контактная конденсация. Объем жидких УВ, выделяющихся из газа при контактной конденсации, выше, чем при дифференциальной.

Если отбор флюида из пласта начинается при пластовом давлении, превышающем давление точки росы, то конденсат полностью сохраняется в отбираемом флюиде.

Состав конденсата и его свойства непрерывно меняются при снижении давления в системе (рис. 3.42).

В табл. 3.13 приведены данные, характеризующие изменение состава пластового газа при ступенчатом снижении давления.

При снижении давления в системе изменяется и групповой состав конденсатов. Они обогащаются парафиновыми УВ и обедняются ароматическими и в меньшей степени нафтеновыми УВ. Расчеты фазовых превращений в газоконденсатных системах проводятся методом, подробно описанным в § 3. Константы фазового равновесия УВ определяются по атласу NGPSA на основе данных о температуре, давлении системы и ее давлении схождения.

ГЛАВА 4

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ТОЛЩИ

Под нефтегазоносными толщами понимаются ассоциации парагенетически связанных пород, часть которых содержит нефть и (или) газ. В последние годы для обозначения такой ассоциации пород используется термин «нефтегазоносный комплекс», предложенный А. А. Бакировым в 1959 г. В связи с тем что этот термин широко используется в геологической литературе, целесообразно сохранить его, понимая под ним ассоциацию пород, включающую как пористое тело — коллектор, так и экранящие отложения.

По масштабам нефтегазоносности комплексы пород подразделены Э. А. Бакировым в 1978 г. на региональные (развитые в пределах нефтегазоносной провинции в целом или большей ее части), субрегиональные (в нефтегазоносной области какой-либо провинции), зональные (в районе или зоне нефтегазонакопления) и локальные (в пределах одиночных месторождений).

Различаются нефтегазоносные комплексы геосинклинальных, платформенных и переходных областей. Крупнейшие промышленные запасы нефти и газа приурочены ко всем трем типам нефтегазоносных комплексов, но наибольшим распространением пользуются нефтегазоносные комплексы платформенных и переходных областей.

По типу коллекторов и покрышек выделяются терригенные, карбонатные, терригенно-карбонатные и карбонатно-терригенные нефтегазоносные комплексы. В последнее время внимание геолого-нефтяников привлекают месторождения, приуроченные к нефтегазоносным комплексам, в составе которых значительную роль играют пирокластические компоненты. Сюда относятся вулканогенно-осадочные и осадочно-вулканогенные нефтегазоносные комплексы.

Ниже дается характеристика составных частей нефтегазоносных комплексов — коллекторов и покрышек, методов их изучения и поведения в условиях высоких температуры и давления.

§ 1. Породы-коллекторы нефти и газа

Характеристика пород-коллекторов

Коллекторами нефти и газа являются горные породы, которые обладают емкостью, достаточной для того, чтобы вмещать УВ разного фазового состояния (нефть, газ), и проницаемостью, позволяющей отдавать их в процессе разработки. Пористость и проницаемость — статистические показатели геометрии порового пространства пород. Величина пористости оценивается с помощью коэффициентов пористости (отношение объема пор к объему породы), приведенной пористости (отношение объ-

ема пор к объему матрицы породы) и эффективной пористости (отношение объема эффективных для данного флюида пор к объему породы). Коэффициенты пористости измеряются в долях единицы объема породы или в процентах. Пористость не зависит от размера частиц породы, а определяется их формой и характером укладки, характеризующими морфологию поровых каналов.

Проницаемость горных пород выражается через коэффициент пропорциональности K (m^2) в эмпирическом уравнении Дарси, описывающем установившуюся фильтрацию ньютоновской жидкости через пористую среду:

$$V = K \frac{1}{\eta} \cdot \frac{\Delta p}{\Delta l},$$

где V — скорость фильтрации, м/с; η — динамическая вязкость, Па·с; Δp — перепад давления на отрезке Δl , Па/м.

Проницаемость существенно зависит от размеров поровых каналов — она изменяется пропорционально квадрату величины, характеризующей размер пор пород, который, в свою очередь, определяется крупностью зерен. При изменении гранулометрии пород от мелкозернистых алевролитов до крупнозернистых песчаников размер зерен увеличивается в 10^3 раз, тогда как проницаемость увеличивается в 10^6 раз.

Если порода с межзерновой пористостью подвергается воздействию сил, вызывающих развитие трещин, то пористость такой породы увеличивается незначительно, тогда как проницаемость вследствие ее зависимости от размеров пор может возрасти во много раз. Эта особенность формирования емкостных и фильтрационных характеристик пород служит основой деления пород-коллекторов на две большие группы: гранулярные и трещинные. Между ними существуют промежуточные виды пород со смешанными гранулярно-трещинными и трещинно-гранулярными типами порового пространства.

К числу важнейших факторов, оказывающих большое влияние на формирование геометрии порового пространства терригенных коллекторов и в конечном счете на их фильтрационные характеристики, относятся структура и текстура. Эти термины имеют близкое смысловое значение, но различное геологическое истолкование. Под структурой понимают внешние особенности минеральных зерен, зависящие от размера составных частей породы, формы зерен, характера их поверхности и роли различных составных частей в строении породы. Под текстурой подразумевают характер взаимного расположения компонентов породы и их пространственную ориентацию. Поровое пространство коллекторов является компонентом текстурного облика пород.

Основным структурным признаком терригенных минералов служит величина зерен, благодаря которой определяются их название и место в классификации. По величине зерен выделяют псефитовую (грубообломочную), псаммитовую (песчаную), алевроитовую (пылеватую) и пелитовую (глинистую) структуры. Выделяются также структуры смешанные, представленные зернами различной размерности.

Общепризнанных пределов размеров частиц для каждой структуры нет. Наиболее простой и удобной является десятичная классификация осадочных пород Л. В. Пустовалова (1940 г.):

Структура		Размер частиц, мм
Псаммитовая (1,0—0,1 мм)	Песок крупный	1,0—0,5
	» средний	0,5—0,25
	» мелкий	0,25—0,1
Алевритовая (0,1—0,01 мм)	Алеврит крупный	0,1—0,05
	» средний	0,05—0,025
	» мелкий	0,025—0,01
Пелитовая (0,1—0,0001 мм)	Пелит крупный	0,01—0,001
	» мелкий	0,001—0,0001

В связи с тем что текстуры осадочных пород образуются в результате действия различных факторов, невозможно создать единую их классификацию, в которой бы отразились все признаки текстур. В разное время классификации текстур осадочных пород были предложены Л. В. Пустоваловым (1940 г.), М. С. Швецовым (1948 г.), Ф. Петтиджоном (1949 г.), Н. Б. Вассоевичем (1958 г.) и др.

Н. Б. Вассоевич, детально изучивший как текстуры флиша, так и общие вопросы слообразования, предлагает классифицировать текстуры по следующим категориям признаков:

по характеризующим объектам, например по типам пород (обломочные, глинистые, карбонатные и т. д.), когда учитывается зависимость текстурных признаков от состава и генезиса пород;

по морфологическим признакам — классификации, построенные по этому принципу, необходимо дополнять указанием масштаба соответствующего морфологического типа текстур, т. е. относить эти морфологические разновидности к макро-, мезо- или микротекстурам;

по способу и условиям образования текстур, т. е. по генетическому признаку;

по стадиям литогенеза — подробно классифицировал текстуры по этому принципу Н. Б. Вассоевич (1958 г.);

по значению текстур для решения различных геологических вопросов.

Необходимо подчеркнуть, что слоистость является одним из важнейших текстурных признаков терригенных пород-коллекторов и оказывает на формирование их коллекторского потенциала большое влияние. Вообще текстурному облику пород-коллекторов необходимо уделять самое пристальное внимание, так как геометрия порового пространства коллекторов является элементом текстуры пород и изменяется одновременно с изменением текстурного облика пород.

Основа текстуры, а следовательно и поровой системы коллектора, закладывается в седиментогенезе (первичные текстура и поры) и сохраняется в диагенезе и катагенезе. Постседиментационная история существования пород накладывает отпечаток на седиментационные текстуры и поровую систему. Таким образом, поровая система, или поровое пространство коллекторов включает два типа пор: седиментационные и постседиментационные. Как правило, седиментационные текстуры и

поры сохраняют свой облик в основных чертах и при постседиментационных преобразованиях.

Степень сохранности признаков, унаследованных от седиментогенеза, зависит от физико-химических и термобарических условий недр. Сохранение седиментационных признаков породами-коллекторами есть выражение закона о физико-химической наследственности осадочных пород, сформулированного Л. В. Пустоваловым в 1933 г. и развитого А. Н. Дмитриевским (1980 г.); который назвал свойство осадочных тел сохранять седиментационные признаки на глубине седиментационной трансляции и сформулировал ее основные положения. Степень сохранности седиментационных признаков породой-коллектором зависит прежде всего от минерального состава породообразующей части коллектора, минерального состава и формы распределения в поровом пространстве цемента и от мощности коллекторских горизонтов.

Постседиментационная история существования коллекторов определяется суммой седиментационных признаков, наследованных породой, и новыми признаками, формирующимися под влиянием увеличивающихся давления и температуры, а также повышения концентрации компонентов в поровых растворах, перераспределения цементирующего материала, изменения положения породообразующих компонентов, растворения неустойчивых и образования стабильных минералов в данных условиях. Все эти изменения протекают с разной интенсивностью, определяемой в первую очередь типом коллектора.

Терригенные коллекторы

Наибольшим распространением среди коллекторов нефти и газа от палеозоя до неогена включительно пользуются терригенные породы. К ним приурочены нефтяные залежи продуктивной толщи плиоцена Апшеронского полуострова, красноцветной толщи Прибалханского района Западной Туркмении, палеозоя Волго-Уральской провинции, мезозоя Западно-Сибирского региона и других районов СССР. С терригенными коллекторами связаны и многие крупные месторождения мира (Рейнджли в бассейне Уинта-Пайсенс в США, Аткинсон-Пойнт в бассейне Бофорта в Канаде, Ван в северной части бассейна Галф-Кост и др.). К терригенным коллекторам приурочены также крупнейшие газовые месторождения как в Советском Союзе, так и за рубежом.

Для терригенных коллекторов основным показателем их класса является гранулометрический состав, форма и характер поверхности слагающих породу зерен. Минеральный состав и структурно-текстурные особенности пород позволяют представить себе динамику и физико-географическую обстановку их накопления.

Гранулометрический состав терригенных коллекторов определяется методами Сабанина, Осборна, Авдусина—Батурина и другими, основанными на отмучивании пород в стоячей воде. По методу П. П. Авдусина и В. П. Батурина предварительной дезинтеграции в 10 %-ной соляной кислоте подвергаются как рыхлые, так и сцементированные разности терригенных коллекторов для удаления карбонатов, обволакивающих терриген-

ные зерна в первом случае и являющихся цементом во втором. Этот способ не годится для пород, содержащих в качестве породообразующих компонентов карбонатные минералы, гипс и другие растворимые в кислотах минералы. Для таких пород необходимо проводить гранулометрический анализ в шлифах. Определение размера зерен этим методом производится путем измерения средних диаметров зерен (от 300 до 350 зерен в каждом шлифе).

С гранулометрическим составом, как было сказано, связана форма порового пространства и, значит, проницаемость пород. Проницаемость пород при движении однородного флюида зависит от конфигурации пор и их размера, так как не все поры могут участвовать в движении жидкости по пласту. Поэтому различными исследователями введено понятие об эффективной пористости. Именно эти два параметра — эффективная пористость и проницаемость — являются главными классификационными признаками, по которым коллекторы делятся на классы по их способности отдавать заключенный в них флюид.

П. П. Авдусин и М. А. Цветкова показали, что в определении характера движения жидкостей и газов по пласту важную роль играет объем и морфология тех пор, по которым возможно движение флюида. Коэффициент Φ представляет собой гидравлическую характеристику породы и в сочетании с эффективной пористостью P_e определяет объем породы, заполненный способной перемещаться нефтью.

Для определения Φ образец исследуемой породы-коллектора, взятый без нарушения первоначальной структуры, освобождается от содержащихся в нем УВ и под давлением пропитывается окрашенной оптически изотропной жидкостью — бакелитовой смолой, которая ведет себя нейтрально по отношению к минеральному составу породы. Бакелит окрашивается родамином или генциан-виолетом. После окончания процесса полимеризации бакелита из породы изготавливается шлиф, который затем обсчитывается на интеграционном столике Шэнда для вычисления P_e . Величина отношения площади сечений пор, заполненных бакелитом, ко всей площади исследуемого образца соответствует P_e (П. П. Авдусин, М. А. Цветкова, 1938 г.). Для расчета Φ выбирают наиболее типичный участок шлифа, характеризующий геометрию порового пространства породы, очерчивают круг произвольного радиуса и зарисовывают с помощью рисовального аппарата Аббе. На этой площади интеграционным способом подсчитывают P_e и курвиметром вычисляют суммарную величину периметра порового пространства Σl .

Коэффициент Φ представляет отношение периметра поровых каналов на площади 1 см^2 Σl к периметру эквивалентного по эффективной пористости идеального цилиндрического порового канала L или обратную ему величину и высчитывается по формуле

$$\Phi = \frac{L}{\Sigma l} \frac{1}{K} \frac{0,2\pi^{3/2} R \sqrt{P_e}}{\Sigma l K},$$

где K — увеличение микроскопа; R — радиус зарисовки структуры порового пространства породы, см; Σl — действительный периметр идеального сечения поровых пространств коллектора на площади 1 см^2 , см.

Таблица 4.1

Классификация терригенных пород-коллекторов
(П. П. Авдусин, М. А. Цветкова, 1943 г.)

Классе коллектора	P_z , %		Φ	Емкость коллектора
A	>20	I II III	$>0,025$ $0,025-0,010$ $<0,010$	Большая
B	20—15	I II III	$>0,025$ $0,025-0,010$ $<0,010$	Большая
C	15—10	I II III	$>0,025$ $0,025-0,010$ $<0,010$	Средняя
D	10—5	I II III	$>0,025$ $0,025-0,010$ $<0,010$	Средняя
E	<5	I II III	$>0,025$ $0,025-0,010$ $<0,010$	Малая

Параметры Φ и P_z позволяют судить об отдаче пласта. По этим двум параметрам П. П. Авдусин и М. А. Цветкова разделили терригенные коллекторы на пять классов, в каждом из которых выделили три группы (табл. 4.1). Пределы величин Φ для каждой группы коллекторов определены по графику, на котором изломы кривых фильтрации соответствуют значениям Φ 0,010 и 0,025, принятым за границы групп в шкале коллекторов. В приведенной классификации нет данных о проницаемости, хотя существует графическая зависимость между проницаемостью и коэффициентом Φ , выраженная через P_z (П. П. Авдусин, М. А. Цветкова, 1947 г.).

А. А. Ханин попытался установить зависимость между проницаемостью пород по газу и эффективной пористостью, определенной методом П. П. Авдусина и М. А. Цветковой. Он исходил из того, что бакелит заполняет сравнительно крупные поры, а в тонкие поры пройти не может, и поэтому найти соотношение между суммарным содержанием пор, заполненных бакелитом, выраженным величиной P_z , и фильтрационной характеристикой породы вполне возможно. Сопоставив эффективную пористость и проницаемость различных по гранулометрическому составу пород (крупно-, средне- и мелкозернистые песчаники, алевролиты), А. А. Ханин (1963 г.) выразил эту зависимость графически (рис. 4.1) и формулой

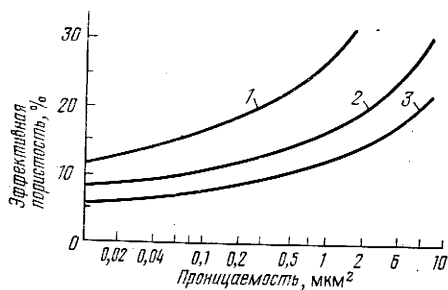


Рис. 4.1. Соотношение между проницаемостью по газу и эффективной пористостью, определенной методом П. П. Авдусина и М. А. Цветковой. По А. А. Ханину.

1 — алевролиты; песчаники; 2 — мелкозернистые; 3 — средне- и крупнозернистые

$y = 1/(ax + b)$, где y — эффективная пористость, определенная методом П. П. Авдусина и М. А. Цветковой; x — проницаемость (мкм²), выраженная как \lg коэффициента проницаемости; a и b — коэффициенты, значения которых приведены в табл. 4.2.

Существенное влияние на фильтрацию нефти и других флюидов через породы-коллекторы помимо гранулометрического состава оказывает и их минеральный состав. Экспериментальные работы по изучению

влияния минерального состава на проницаемость терригенных коллекторов впервые были осуществлены П. П. Авдусиным, В. П. Батуриным, З. В. Варовой в 1937 г. Этими экспериментами было установлено, что лучшими фильтрационными свойствами обладают кварцевые пески вследствие низкой сорбционной способности кварца. Наличие трещин спайности и таблитчатый габитус большинства минералов, слагающих полимиктовые песчаники, а также более высокая их сорбционная емкость значительно снижают коэффициент фильтрации флюидов. Этими же исследователями впервые было указано на отрицательное влияние цементации терригенных коллекторов на фильтрацию через них нефти и газа. В последующие годы влияние цементации на фильтрационные свойства коллекторов рассматривалось в работах Н. В. Смирновой, Е. П. Ермоловой, А. В. Копелиовича, Г. И. Теодоровича, Е. А. Абрамовой, В. Энгельгардта, Т. Т. Клубовой, О. А. Черникова, Б. К. Прошлякова и др.

Особенно подробно типы цементации и распределения цемента в породах изучала Н. В. Смирнова (табл. 4.3, 4.4). Указанные в таблицах типы цементации терригенных коллекторов должны использоваться при прогнозировании типа коллектора.

Таблица 4.2

Зависимость эффективной пористости от проницаемости (по А. А. Ханину)

Порода (размер зерен, мм)	Коэффициенты		
	корреляции	a	b
Алевролиты (0,10—0,01)	0,94	—0,0232	0,107
Мелкозернистые песчаники (0,25—0,10)	0,95	—0,0314	0,155
Средне- и крупнозернистые песчаники (1,0—0,25)	0,96	—0,0415	0,207

Типы цементации при заполнении межзернового пространства
минеральными веществами
(по Н. В. Смирновой)

Тип (по соотношению с зернами)	Признаки	Содержание цемента, %
Равномерный	Во всем шлифе цемент относится к одному типу	3—10
пленочный		5—10
контактный		20—30
поровый		45—55
базальный		10—20
неполно-поровый	Цемент присутствует во всех участках шлифа, но относится к разным типам	15—25
Неравномерный		6—15
поровый и неполно-поровый		15—25
порово-пленочный		10—20
пленочно-поровый		35—50
поровый и пленочный		30—45
порово-базальный		35—40
поровый и базальный	То же	25—35
базально-поровый		10—30
Неравномерный смешанный		25—35
смешанный		25—40
смешанно-пленочный	Среди цементированных участков (с пленочным, поровым базальным цементом) есть группы пор и отдельные поры, в которых цемента нет	1—25
смешанно-поровый		1—15
смешанно-базальный		1—25
Сгустковый (пятнистый)		1—5
неравномерно-поровый		15—30
неравномерно-неполно-поровый		10—25
неравномерно-базальный		15—35
неравномерно-пленочный		30—40
сгустковый		5—15
сгустково-пленочный		
сгустково-поровый		
сгустково-базальный		
неравномерно-сгустковый		

Примечание. Степень цементации коллектора определяется типом и количеством цемента

Среди факторов, влияющих на формирование порового пространства коллекторов, т. е. их коллекторского потенциала, существенная роль принадлежит глинистым минералам, присутствующими в виде примеси в большинстве коллектирующих нефть и газ пород.

Первые детальные исследования минерального состава глинистых примесей в естественных коллекторах, изучение характера распределения глинистых минералов в поровом пространстве и аутигенного минералообразования, т. е. главных причин, изменяющих емкостные и фильтрационные показатели коллекторов, выполнены Т. Т. Клубовой в период 1965—1973 гг.

Степень влияния минерального состава глинистых примесей на коллекторские свойства пород тесно связана со строением их кристаллической решетки, что подтверждается экспериментальными данными

Типы цементации при длинноконтактном сочленении и срастании зерен¹
(по Н. В. Смирновой)

Тип (состав каркаса)	Генетический тип цементации	Тип сочленения зерен	Генетический тип зерен ²	Количество регенерационных минералов, %
Жесткий каркас (кварц, свежие полевые шпаты)	Регенерационный	Кварцито-видный	Обломочно-регенерационные	10—25
	Контактно-зернового растворения	То же	Обломочно-растворенные	Отсутствуют
	Регенерационный и контактно-зернового растворения	»	Обломочно-регенерационные, обломочно-растворенные и обломочно-регенерационно-растворенные	До 10
Мягкий каркас (полимиктовый)	Указанные выше типы и пластического деформирования компонентов	Плотный	Указанные выше типы и пластически деформированные	До 5

¹ Развиваются в первично неглинистых песчаниках и алевролитах.

² При слабой цементации изменение первоначальной формы зерен выражено нечетливо.

М. А. Цветковой, опубликованными в 1954 г. о зависимости проницаемости песчаных коллекторов от наличия примеси каолинита и монтмориллонита. Установлено, что максимально снижают проницаемость пород минералы монтмориллонитовой группы: добавление 2 % монтмориллонита к крупнозернистому кварцевому песчаннику снижает его проницаемость в 10 раз, а 5 % монтмориллонита — в 30 раз (рис. 4.2). Этот же кварцевый песчанник с примесью каолинита до 15 % все еще сохраняет хорошую проницаемость.

Поведение монтмориллонита в порах коллектора существенно зависит от состава ионов, находящихся в его обменных позициях, которые контролируют количество воды и УВ, проникающих в межслоевые промежутки кристаллической решетки монтмориллонита. Автором изучено влияние монтмориллонита с различными катионами в обменных позициях на проницаемость кварцевого песка (размер частиц 0,1 мм). Монтмориллониты с Ca и Mg в обменных позициях оказывают на проницаемость песков такое же влияние, как и H-монтмориллонит; NH₄-монтмориллонит снижает проницаемость песка в 22 раза, а Na-монтмориллонит — в 33 раза (при добавке только 5 % объема породы).

На фильтрацию флюидов через коллектор влияет также форма выделения глинистого вещества в поровом пространстве коллектора. Если цемент распределен равномерно, то влияние глинистого вещества тем сильнее, чем мельче зерна породы и хуже сортировка обломочного материала, т. е. сложнее структура порового пространства. Это вполне закономерно, ибо, как следует из исследования шлифов пород-коллекторов с различным распределением цемента, чешуйки аллотигенных глинистых минералов не равномерно обволакивают зерна кластического материала, а образуют своеобразные сгущения на выступах и других неровностях породообразующих минералов, превращая первоначально крупные поры в мелкие, тупиковые. При равномерном распределении глинистого цемента количество тупиковых пор очень большое, а сообщающиеся поры приобретают сложные очертания, что препятствует движению нефти по

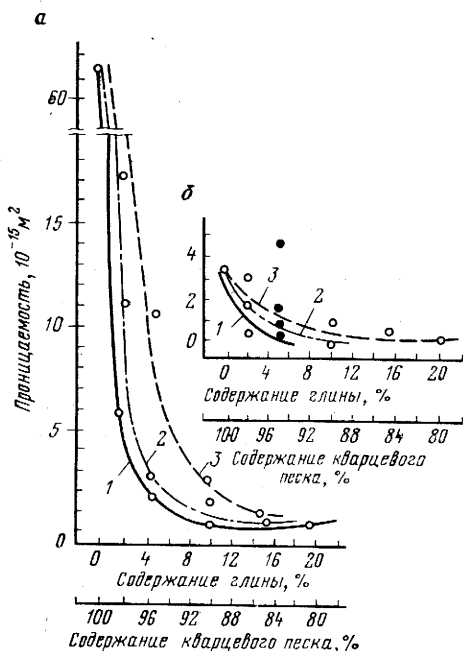


Рис. 4.2. Зависимость фильтрующей способности кварцевых песков фракций 0,35—0,50 мм (а) и 0,08—0,12 мм (б) от содержания в них минералов глины. По М. А. Цветковой с дополнениями Т. Т. Клубовой.

Глины: 1 — монтмориллонитовая; 2 — полимиктовая; 3 — каолинитовая.
Белые кружки — данные М. А. Цветковой, черные — данные Т. Т. Клубовой

пласту. И чем больше глинистого вещества, тем больше усложняется конфигурация пор и затрудняется движение флюидов по пласту.

Уменьшение эффективного диаметра пор при цементации глинистыми минералами происходит также в результате сорбции части УВ их активными центрами. Преимущественной способностью к сорбции обладают высокомолекулярные УВ.

Существенно влияет на уменьшение размера пор способность глинистых минералов к пластическим деформациям. При увеличении статической нагрузки на коллектор с равномерно распределенным глинистым цементом глинистое вещество вследствие своей пластичности способно заполнить эффективные каналы, что в крайнем случае может привести к полной потере породой емкостных и фильтрационных свойств. В этом случае коллектор становится крышкой и может экранировать залежи нефти в нижележащих коллекторах. Пластические свойства глинистых минералов определяются главным образом обменной емкостью, тесно связанной со составом обменных ионов, т. е. с минерализацией и составом пластовых вод (см. § 3).

Следующим важным фактором, влияющим на проницаемость коллекторов, являются изменения глинистого вещества в диагенезе и катагенезе и аутигенное минералообразование. Аллотигенное глинистое вещество, участвующее в формировании порового пространства коллектора, стремится установить подвижное химическое равновесие сначала с поровыми растворами, создающими облик породы в диагенезе, а затем с грунтовыми водами, вызывающими сдвиг достигнутого в диагенезе равновесия и способствующими катагенетическому преобразованию породы.

Процессы приспособления аллотигенных глинистых минералов к физико-химическим условиям, характерным для диагенеза, происходят в соответствии с изменением химизма иловых вод, который и определяет направление реакций, протекающих на этой стадии существования осадков.

Преобразование глинистых минералов в порах коллекторов на стадии катагенеза протекает с различной интенсивностью, зависящей в первую очередь от проницаемости этих пород, а при равной проницаемости — от минерального состава глинистого цемента и характера поровых и формационных вод.

Кроме аллотигенного глинистого вещества, цементирующего обломочный остяк породы, часто встречаются аутигенные выделения глинистых минералов. Они образуются либо в результате преобразования глинистых и неглинистых минералов, либо при кристаллизации из растворов, богатых соответствующими компонентами. Так, каолинит развивается по деградированным гидрослюдам, калиевым полевым шпатам и основным плагиоклазам, а также при кристаллизации из растворов, богатых SiO_2 и Al_2O_3 . В зависимости от проницаемости каолинит возникает за счет других минералов либо непосредственно, либо через гидрослюдистую стадию. В некоторых случаях образуются смешаннослойные минералы типа гидрослюда — монтмориллонит (по данным исследований Т. Т. Клубовой, проведенных в 1965—1972 гг.).

Аутигенные глинистые минералы вследствие особенностей образования оказывают большее отрицательное влияние на фильтрационные свойства коллекторов, чем такие же аллотигенные минералы. Выпадающие из раствора глинистые минералы имеют весьма малые размеры. Пространство для их свободного роста ограничено, поэтому они плотно прилегают друг к другу, не оставляя путей для движения нефти. В то же время аллотигенные глинистые минералы окружены водной пленкой (препятствующей также и уплотнению), толщина которой зависит от гидрофильности минералов и иногда достигает 50 мкм (монтмориллонит). Буферная водная пленка имеет структуру льда, обладает большим количеством пустот, соединяющихся в каналы, размер которых допускает миграцию через них флюидов.

Детальное изучение состава, структурных и текстурных особенностей породообразующей и цементирующей частей коллектора имеет большое значение, так как без этих данных невозможно правильно оценить коллекторский потенциал горных пород, что, в свою очередь, играет важную роль при проведении дальнейших исследований.

Удачной классификацией терригенных коллекторов, позволяющей представить составные части коллектора как независимо друг от друга, так и в тесной связи между собой, является схема А. Н. Дмитриевского, опубликованная в 1980 г., в которой используется моноцентрический квадрат, предложенный Н. И. Носковым в 1959 г. (рис. 4.3). Составными частями классификационной схемы являются минералогический и гранулометрический треугольники. По степени устойчивости при выветривании, условиям транспортировки и осадконакопления породообразующие минералы коллекторов объединяются в три группы. Устойчивые и неустойчивые минералы разделены по величине их поверхностной активности. Объединение устойчивых компонентов (кварц, кварцит, метаморфические кремни) в одной вершине треугольника привело к выделению группы терригенных пород, которые по минеральному составу обладают близкой по величине поверхностной активностью и, следовательно, сходными коллекторскими свойствами.

Постседиментационные преобразования, изменения коллекторских свойств с глубиной, влияние других факторов на коллекторские свойства пород учитываются с помощью дополнительных построений (по данным о типах контактов между обломочными зернами, морфологии, размере и генезисе порового пространства, составе, генезисе и преобразовании глинистых минералов и хемогенного цемента). Выделенные в соответствии с классификацией группы песчаников с различным минеральным составом терригенной части и цемента имеют разную историю постседиментационного преобразования.

Выявление пород-коллекторов наиболее точно проводится по данным комплекса геофизических методов исследования скважин. При этом однозначно выделяются лишь коллекторы, насыщенные высокоминерализованными водами.

Однако определение нефтеносных и газоносных коллекторов и коллекторов сложной структуры — задача трудная (особенно в разведочных скважинах) и должна базироваться на интерпретации данных комплекс-

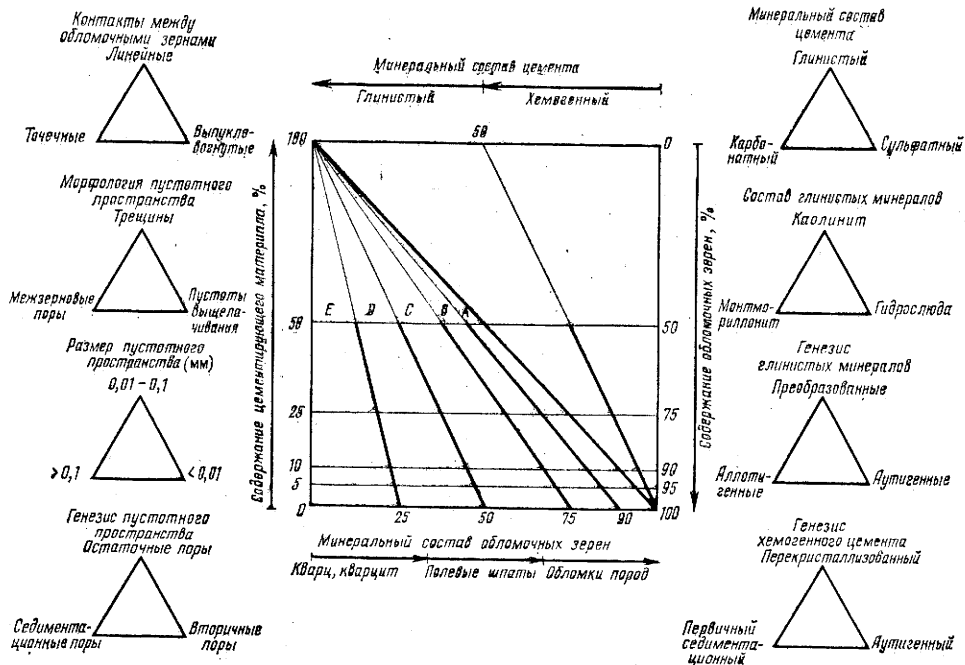


Рис. 4.3. Классификационная диаграмма терригенных коллекторов (А. Н. Дмитриевский, 1980 г.)

**Характеристика нефтеносных и газоносных коллекторов
по основным геофизическим параметрам, измеряемым
в скважинах [23]**

Параметры	Коллекторы	
	нефтеносные	газоносные (горючие газы)
Удельное электрическое (кажущееся) сопротивление пород, Ом·м	Высокое (100), среднее (10—100), низкое (1—10). Низкое в пластах, содержащих высокоминерализованные воды, особенно в случаях частого переслаивания продуктивных и глинистых пропластков. Сопротивление газоносных коллекторов часто превышает сопротивление нефтеносных	
Параметр насыщения ρ_n^1	$>(3 \div 5)$	$>(2 \div 4)$
Потенциал собственной поляризации $V_{с.п}$	Отрицательный, близкий к нулю, или положительный, несколько больше нуля	
Коэффициент снижения $\Delta V_{с.п}$ относительно $\Delta_{с.п}$ макс	В нефтеносных песках и песчаниках несколько выше, чем в водоносных, в терригенных коллекторах более 0,4	В газоносных и особенно глинистых песчаниках выше, чем в водоносных (более 0,3)
Интенсивность гамма-излучения:		
естественного	Низкая; в редких случаях в нефтеносных породах может быть несколько выше, чем в водоносных	Низкая и средняя в глинистых коллекторах
рассеянного	Средняя; повышенная наблюдается в кавернозных, особенно в закарстованных коллекторах	Средняя и высокая; высокая наблюдается при неглубоком проникновении фильтрата промывочной жидкости
нейтронного (преимущественно излучения радиационного захвата, $l > > 30$ см)	Средняя; пониженная — в закарстованных, повышенная — в плотных трещинных и терригенных коллекторах при неглубоком проникновении фильтрата промывочной жидкости и высокой минерализации пластовых вод. В нефтеносных коллекторах ниже, чем в водоносных при высокой минерализации пластовых вод	Средняя и высокая при измерениях в скважинах после обсадки колонной или в необсаженных скважинах при неглубоком (до 10 см) проникновении фильтрата промывочной жидкости. Повышенное приращение при измерениях зондами различных размеров

¹ $\rho_n = \rho_{н.п} / \rho_{в.п}$. Где $\rho_{н.п}$ и $\rho_{в.п}$ — удельное электрическое сопротивление соответственно породы, частично насыщенной водой, и водонасыщенной неглинистой породы.

Параметры	Коллекторы	
	нефтеносные	газонасные (горючие газы)
Интенсивность счета нейтронов тепловой энергии ($l > 30$ см)	Средняя; пониженная — в закарстованных карбонатных коллекторах. В терригенных нефтеносных коллекторах при неглубоком проникновении фильтра промывочной жидкости и высокой минерализации пластовых вод (> 50 г/л) выше, чем в водоносных. В импульсном методе нейтронная поглощающая активность нефти меньше, чем воды	Средняя и высокая; высокая при измерениях в скважине после обсадки колонной и расформирования зоны проникновения фильтра промывочной жидкости, а также в необсаженных скважинах при неглубоком (до 10 см) проникновении фильтра промывочной жидкости
Интервальное время распространения упругих волн	Ниже, чем в глинах, и выше, чем в плотных породах; существенного влияния нефтенасыщения на параметр обычно не наблюдается	Ниже, чем в глинах, и выше, чем в плотных породах, особенно в условиях большого остаточного газонасыщения в зоне проникновения фильтра промывочной жидкости (в последнем случае наблюдается проскальзывание циклов)
Коэффициент поглощения ультразвуковых волн	В редких случаях наблюдается незначительное повышение при отсутствии зоны проникновения фильтра промывочной жидкости	Наблюдается существенное увеличение при значительном остаточном газонасыщении прискважинной зоны
Аномалии искусственного теплового поля (температура промывочной жидкости выше температуры пород)	Отрицательные; в работающих коллекторах с высоким газовым фактором могут наблюдаться повышенные отрицательные аномалии	Отрицательные, реже положительные. Положительные — при глубоком проникновении фильтра промывочной жидкости с повышенной температурой; отрицательные — большой амплитуды — при газировании скважины или снижении пластового давления за счет разработки пласта другими скважинами

Параметры	Коллекторы	
	нефтеносные	газоносные (горючие газы)
Продолжительность проходки	Низкая в песках, средняя в песчаниках и карбонатах	Низкая в песках, средняя в песчаниках и рыхлых известняках, иногда высокая в трещинных коллекторах
Диаметр скважины d_c (d_d — диаметр долота)	В коллекторах с межзерновой пористостью d_c меньше d_d ; в карбонатных трещинных коллекторах d_c несколько больше d_d ; в закарстованных карбонатах d_c может быть значительно больше d_d	Низкая в песках, средняя в песчаниках и рыхлых известняках, иногда высокая в трещинных коллекторах
Газосодержание промывочной жидкости	Повышенное; обычно заметно возрастает содержание тяжелой фракции	Высокое, особенно легкой фракции
Интенсивность люминесценции	Повышенная и высокая	Средняя и низкая (в зависимости от присутствия нефти в коллекторе)

ных геофизических исследований и последующем совместном анализе диаграммных материалов (табл. 4.5) с учетом геологических сведений о разрезах скважин.

Карбонатные коллекторы

К карбонатным породам-коллекторам приурочены многочисленные залежи нефти и газа в странах Северной и Латинской Америки, Ближнего и Среднего Востока, Юго-Восточной Азии и Европы. В пределах СССР промышленно нефтегазоносны карбонатные отложения Волго-Урала, Предкавказья, Средней Азии и других районов.

Карбонатные породы-коллекторы имеют сложный характер емкости, формирование которой определяется как генезисом и текстурно-структурными особенностями отложений, так и особенностями постседиментационных преобразований. Вторичные преобразования карбонатных коллекторов связаны как с общей направленностью развития бассейна седиментации, так и со структурно-тектоническими факторами, в значительной степени предопределяющими распределение зон повышенной тектонической активности. Развитие трещиноватости в указанных зонах обусловлено литологией пород и характером вторичных преобразований, структурным положением и интенсивностью разрывных нарушений в трещинном коллекторе, а также условиями аккумуляции и фильтрации флюидов в залежи.

К участкам повышенной трещиноватости нередко, по данным В. М. Быкова (1973 г.), приурочено активное развитие процессов карстообразования, увеличивающих емкостный потенциал карбонатных пород. В этих же участках часто отмечается повышенная вторичная минерализация, в результате чего плотные породы становятся коллекторами нефти и газа [1].

Принципиальная схема классификации коллекторов нефти и газа [50]

Критерий классификации	Простые коллекторы		Сложные (смешанные) коллекторы	
	Поровые	Чисто трещинные	Трещинно-поровые	Порово-трещинные
Литологическая характеристика	Терригенные породы, реже карбонатные	Карбонатные породы, реже терригенные, изверженные метаморфические	Карбонатные породы, реже терригенные	Терригенные породы, реже карбонатные
Условия аккумуляции	Нефть (газ) содержится в основном в порах или кавернах, сходных по своему строению с порами	Нефть (газ) содержится в основном в трещинах и приуроченных к ним пустотах расширения	Нефть (газ) содержится в основном в пустотах (порах, кавернах) блоков породы	
Условия фильтрации	<ol style="list-style-type: none"> $K_T < K_{M3}$ Процессы стационарной фильтрации определяются величиной K_{M3} Процессы нестационарной фильтрации определяются величинами K_{M3} и m_{M3} Изотропность Двухфазовая фильтрация осуществляется в единой системе фильтрационных каналов (поры или трещины) 	<ol style="list-style-type: none"> $K_T \geq K_{M3}$ Процессы стационарной фильтрации определяются величиной K_T Процессы нестационарной фильтрации определяются величинами K_T и m_T Анизотропность 	<ol style="list-style-type: none"> $K_T \geq K_3$ Процессы нестационарной фильтрации определяются величинами K_T и m_{M3} Процессы нестационарной фильтрации определяются величинами K_T и m_{M3} Двухфазовая фильтрация характеризуется обменом фазами между поровой и трещинной частями смешанного коллектора 	<ol style="list-style-type: none"> $K_T \geq K_{M3}$ Процессы стационарной фильтрации определяются суммой величин K_{M3} и K_T Процессы нестационарной фильтрации определяются величинами K_{M3}, m_{M3}, K_T и m_T Слабо выраженная анизотропность

Примечание. K_{M3} и K_T — соответственно межзерновая и трещинная проницаемость; m_{M3} и m_T — соответственно межзерновая и трещинная пористость.

Е. М. Смехов (50), приняв основным параметром коллекторского потенциала пород их емкость, с учетом их литологии, условий аккумуляции и фильтрации составил классификацию коллекторов нефти и газа с выделением как порового и трещинного, так и переходных между ними сложных типов коллекторов (табл. 4.6).

Емкость карбонатных коллекторов порового типа обуславливается первичными, ограниченно распространенными, седиментационными порами, порами диагенетического происхождения и пользующимися наиболее широким распространением вторичными порами катагенетического происхождения. Трещинная пористость, как правило, составляющая в породах, по данным А. А. Бакирова, Э. А. Бакирова, В. С. Мелик-Пашаева и др., опубликованным в 1968 г., 0,1—1 %, в карбонатных коллекторах может достигать 1,5—2,5 %. При значительной мощности трещиноватых продуктивных горизонтов, емкость трещин имеет существенное значение для оценки полезного объема пластов. Дополнительная емкость карбонатных коллекторов трещинного типа создается также стилолитовыми швами. Для карбонатных коллекторов характерно развитие карстовых пустот, которые наряду с порами и трещинами участвуют в формировании их емкостного потенциала.

Т а б л и ц а 4.7
Классификация емкостей карбонатных пород [25]

Тип	Вид	Размер, мм
Поры	Микропоры	Менее 0,01
	Тонкие поры	0,01—0,1
	Мелкие поры	0,1—0,25
	Средние поры	0,25—0,5
	Крупные поры	0,5—1,0
Каверны	Каверны	1,0—10,0
Пещеристые полости	Микрокарсты	10,0—100,0
	Собственно карсты	Более 100
Микротрещины	Субкапиллярные	Менее 0,0001
	Очень тонкие	0,0001—0,001
	Тонкие	0,001—0,01
Макротрещины	Узкие	0,01—0,1
	Мелкие	0,1—1,0
	Средние	1,0—10,0
	Крупные	10—100
Мегатрещины	Мегатрещины или щели (закарстованные трещины)	Более 100
Микростилолитовые полости	Микростилолитовые поры	0,01—0,1
	Микростилолитовые микротрещины	0,0001—0,1
Макростилолитовые полости	Стилолитовые поры	0,1—1,0
	» каверны	1,0—10,0
	» трещины	0,1—1,0

В разные годы рядом исследователей как советских, так и зарубежных, были предложены классификации карбонатных коллекторов по характеру их емкости, однако единой классификации до сих пор не создано. В табл. 4.7 представлена классификация емкостей карбонатных пород, составленная А. М. Ивановым [25] с учетом работ Г. И. Теодоровича (1958 г.), Г. А. Максимовича, В. М. Быкова (1966 г.).

Основные черты строения карбонатных пород закладываются на стадии седиментогенеза. Разные генетические группы карбонатных пород имеют существенно различные характеристики первичного коллекторского потенциала. Лучшими емкостными и фильтрационными характеристиками уже на этапе формирования отличаются органогенные (особенно рифовые), обломочные и хемогенные (оолитовые) карбонатные породы. Они имеют равномерно распределенные в объеме породы поры, обычно сравнительно правильной формы, значительный размер поровых каналов. Образование первичной пористости таких пород подчинено тем же факторам, что и в терригенных коллекторах. Важнейшими среди них являются форма и размер минеральных зерен (в органогенных породах — обломки скелетных частей организмов, в хемогенных — кальцитовые сгустки и оолиты), характер упаковки, количество и тип седиментогенного цемента. Органогенные и обломочные карбонатные породы с большим количеством седиментогенного цемента не отличаются хорошими коллекторскими свойствами, так же как микро- и тонкозернистые известняки, в которых преобладают капиллярные и субкапиллярные поры. Первичная пористость карбонатных пород связана также с процессами перекристаллизации, доломитизации и выщелачивания, протекающими в диагенезе. Диагенетические поры обычно имеют неправильную округлую или угловатую форму, поровые каналы неровные, извилистой формы. Такими же особенностями отличаются каверны, карстовые пустоты и пустоты, связанные со стилолитовыми швами.

Важнейшими для формирования коллекторского потенциала карбонатных пород являются процессы, протекающие в катагенезе. Наиболее интенсивным катагенетическим изменениям подвергаются те породы, которые имеют наилучшие показатели первичной пористости и проницаемости.

Постседиментационные процессы в карбонатных коллекторах изучаются с целью выяснения особенностей изменений их морфологии и структуры, закономерно отражающихся на емкостной и фильтрационной характеристиках. Влияние этих процессов может быть как положительным, так и отрицательным. Как правило, влияние постседиментационных процессов на поровое пространство изучается микроскопически. При этом эффективными являются методы изготовления окрашенных шлифов, разработанные П. П. Авдусиным и М. А. Цветковой, А. И. Кринами, Л. А. Коцерубой, Г. И. Теодоровичем и др. Однако эти методы не дают полного представления о емкости коллектора. Поэтому микроскопическое изучение карбонатных пород-коллекторов в шлифах необходимо сочетать с исследованиями образцов в лабораториях с одновременным привлечением данных промыслово-геофизических исследований.

Среди процессов постседиментационного изменения карбонатных пород большое место занимает перекристаллизация и растворение карбонатного материала.

Перекристаллизация выражается в изменении морфологии частей, слагающих породу, без изменения ее химического и минерального состава. Выделяется несколько типов перекристаллизации. Так, Г. А. Каледа и Е. А. Каллистова в 1970 г. при изучении перекристаллизации карбонатных пород Русской плиты выделили шесть типов: рассеянная, агрегатно-рассеянная, прожилковая, кружевная, пятнистая, сплошная. Перекристаллизации в первую очередь подвергаются органогенные остатки и кальцитовый цемент пород. Перекристаллизация обычно приводит к увеличению первичной пористости пород, которое не является необратимым, так как образовавшиеся при этом тонкие и мелкие поры затем обычно заполняются аутигенными минералами. Первичная пористость также возрастает в результате растворения (обычно тесно связанного с перекристаллизацией) карбонатного материала.

Растворение (выщелачивание) начинается уже в диагенезе, однако диагенетические поры растворения сохраняются лишь частично из-за последующего выделения в них аутигенных минералов. Значительное увеличение первичной пористости пород происходит в катагенетическую стадию под воздействием растворения, связанного с выведением сформированных в диагенезе пород в зону активного водообмена.

Значительна роль связанного с растворением и выносом карбонатного материала процесса образования карста, которому многие авторы придают большое значение в формировании емкостного потенциала пород. Карстовые пустоты имеют значительные размеры и к ним нередко приурочены горизонты с высокой нефтегазопродуктивностью. Карстообразование происходит как в поверхностных условиях, так и на глубине, особенно в зонах повышенной трещиноватости пород. Однако, по данным Г. И. Сурковой (1972 г.), вслед за растворением карбонатного материала, связанного с карстообразованием, происходит частичное заполнение образовавшихся при этом пустот кальцитом второй генерации и другими минеральными новообразованиями.

Ряд авторов отмечает роль в формировании порового пространства известняков такого процесса, как грануляция под воздействием сверлящих водорослей-грануляторов. Наибольшей интенсивности этот процесс может достигать, по мнению М. С. Швецова (1958 г.), в раннем диагенезе при колебании рН и температуры осадка. При этом также происходит смена перекристаллизации грануляцией, которая не является длительным по времени процессом.

Стадийность постседиментационных преобразований карбонатных пород была изучена Б. Я. Полонской, Е. Д. Розоной и А. Г. Андриановой в 1975 г. на примере нефтеносных карбонатных отложений Русской плиты (табл. 4.8).

Аутигенное минералообразование относится к постседиментационным процессам, отрицательно влияющим на емкостный потенциал карбонатных пород. Исключением является метасоматическая доломитизация, при которой дополнительные поры образуются за счет уменьшения объема породы (до 12 % при полной доломитизации).

Значительно уменьшает емкость карбонатного коллектора новообразование кальцита первой и второй генераций, а также процессы сульфати-

Постседиментационные преобразования известняков
(Б. Я. Полонская, Е. Д. Розонова, А. Г. Андрианова, 1975 г.)¹

Этап	Процесс	Биодетритовые известняки			Микрозернистые известняки					
		Водорослевые	Криноидные	Полидетритовые	С обильным детритом	С редким детритом	Со сферами	Со спикулами	С радиоляриями	
Седиментогенез	Грануляция	(I)	(I)	I	I	—	(I)	—	—	
Диагенез	Ранний	Грануляция	—	II	II	II	—	—	—	—
		Перекристаллизация	I	(I)	I	(I)	(I)	(I)	I	I
		Доломитизация	(I)	(I)	I	I	I	—	I	I
		Сульфатизация	—	—	(I)	(I)	(I)	—	(I)	—
		Окремнение	(I)	(I)	(I)	(I)	(I)	—	—	I
		Кальцитизация	—	—	—	—	—	—	—	I
		Перераспределение пирита	(I)	(I)	I	I	I	(I)	I	I
	Перераспределение ОВ	(I)	(I)	I	I	I	(I)	I	I	
	Поздний	Перекристаллизация	II	II	II	II	(II)	II	(II)	(II)
		Доломитизация	—	(II)	II	II	II	—	(II)	(II)
		Сульфатизация	—	—	—	—	(II)	—	—	—
		Окремнение	—	—	—	—	(II)	—	—	—
		Кальцитизация	—	—	(II)	—	(II)	—	—	—
		Перераспределение пирита	(II)	—	(II)	II	II	—	—	(II)
Перераспределение ОВ		(II)	(II)	II	II	II	(II)	II	(II)	
Катагенез	Ранний	Перекристаллизация	(III)	(III)	III	(III)	—	(III)	—	—
		Доломитизация	—	—	(III)	(III)	III	—	—	—
		Сульфатизация	—	—	—	—	(II)	—	—	—
		Окремнение	—	—	—	—	(III)	—	—	—
		Перераспределение пирита	—	—	(III)	(III)	(III)	(III)	—	—
		Перераспределение ОВ	—	—	(III)	III	III	(III)	—	—

¹ I, II, III — стадии постседиментационных преобразований; распространность стадий: I, II, III — частое; (I), (II), (III) — редкое; прочерк — отсутствие процесса.

Классификация карбонатных коллекторов
(по И. А. Конюхову, 1964 г.)

Группы	Класс	Проницае- мость, 10^{-15} м^2	Литологические разности
		Эффектив- ная порис- тость, %	
Группа А (классы высшей емкости, эф- фективная пористость $P_3 > 15\%$)	I	$\frac{\geq 1000}{>25}$	Известняки биоморфные, ске- летные (рифовые), крупно- кавернозные
	II	$\frac{1000-500}{25-20}$	Известняки биоморфные, ка- вернозные
	III	$\frac{500-300}{20-25}$	Известняки кавернозные и органогенно-обломочные
Группа Б (классы средней емкости, P_3 от 15 до 5%)	IV	$\frac{300-100}{15-10}$	Известняки крупнозерни- стые порово-кавернозные, крупноолитовые
	V	$\frac{100-50}{10-5}$	Известняки и доломиты средне- и мелкозернистые порово-кавернозные, мел- коолитовые
Группа В (классы ма- лой емкости, $P_3 <$ $< 5\%$)	VI	$\frac{50-25}{-}$	Известняки оолитовые, мел- кодетритовые, биоморфные, инкрустированные
	VII	$\frac{25-10}{-}$	
	VIII	$\frac{10-1}{-}$	

зации и окремнения, приводящие к зональной неоднородности карбонатных коллекторов, анизотропии коллекторских свойств.

Процессы образования и преобразования карбонатных пород, формирующие их коллекторский потенциал, тесно связаны с генетическими типами их и условиями седиментации, диагенеза и катагенеза.

И. А. Конюхов (1964 г.) разделил карбонатные породы на группы высшей, средней и малой емкости с учетом проницаемости (табл. 4.9). Эта классификация увязывает литологию и емкость пород с изменением их фильтрационной характеристики. Однако в ней не учитываются трещины, играющие главную роль в формировании фильтрационных сред карбонатных пород-коллекторов. Именно трещиноватостью определяются фильтрационные свойства карбонатного коллектора, трещинная проницаемость которого всегда больше межзерновой, а гидродинамическая сообщаемость

вторичных пор, каверн, карстовых полостей и полостей стилолитовых швов обусловливается микротрещинами (Е. М. Смехов, Л. П. Гмид, 1962 г.).

По величине извлекаемых запасов УВ в порых, кавернах, трещинах и коэффициенту водонасыщенности матрицы Ф. И. Котяхов в 1969 г. выделил 12 типов коллекторов, содержащих нефть и газ в различающихся по морфологии пустотах. Для определения физических параметров трещинного коллектора применен гидродинамический метод, основанный на использовании кривых восстановления давления, измеренного в скважинах. Этот метод получил сейчас широкое распространение для оценки продуктивности пластов на месторождениях, залежи УВ которых локализованы в карбонатных коллекторах. Принципы классификации коллекторов, пластов и залежей для таких месторождений на основе учета специфики карбонатных коллекторов, разработаны К. Б. Ашировым, Л. М. Абрамовой, Б. Ф. Борисовым и др. в 1971 г.

Роль трещин в обеспечении процесса движения через них флюида неодинакова и в значительной мере определяется их происхождением. В. В. Белоусов в 1964 г. выделил четыре генетических типа трещин — литогенетические, тектонические, разгрузки и выветривания.

Литогенетические (диагенетические) трещины объяснены своим происхождением уплотнению и отжатию воды из осадка при его превращении в породу. Плотность их тем меньше, чем выше крепость породы, однако степень раскрытости выше в более крепких разностях. Имеются также данные о зависимости плотности литогенетических трещин от мощности пластов — чем мощнее карбонатный пласт, тем меньше в нем трещин, но выше степень их раскрытости. Согласно данным Д. С. Соколова (1974 г.), на литогенетическую трещиноватость существенно влияют форма и размер седиментационных и диагенетических пор породы. Наиболее широко поры этих типов (имеющие незначительные размеры) распространены в тонкозернистых карбонатных породах, которые относятся к группам коллекторов малой (редко средней) емкости.

Значительно ббльшую роль в формировании коллекторского потенциала карбонатных пород играют тектонические трещины. В отличие от литогенетических, которые обычно распространены в одном пласте, тектонические трещины часто секут всю толщину пород, вне зависимости от их структурно-текстурных особенностей. Как правило, тектонические трещины имеют более гладкие поверхности, чем литогенетические, и более значительные размеры.

Трещины разгрузки возникают в результате воздействия на карбонатные толщи процессов, освобождающих их от напряжений. Важно, что уменьшение объемного сжатия породы не только приводит в формированию трещин разгрузки, но и способствует раскрытию уже сформировавшихся литогенетических и тектонических трещин.

Трещины выветривания существенно повышают анизотропию коллекторских свойств карбонатных толщ.

Помимо описанных четырех генетических типов трещин, широким развитием в карбонатных породах пользуются катагенетические трещины, связанные с обезвоживанием и разьединением различно текстурированных участков. Это особенно характерно для карбонатных пород, содержащих

примесь глинистых и других минералов, т. е. пород с большим содержанием нерастворимого остатка.

Закономерности развития систем трещин и степень трещиноватости карбонатных коллекторов необходимо учитывать при оценке их коллекторского потенциала. Для определения промышленной емкости карбонатных коллекторов со значительным развитием трещин важно знать не только их размер, густоту, плотность и раскрытость, но и минеральный состав, морфологию и генезис вещества, выполняющего трещины. Поэтому при описании керна на эти особенности карбонатных пород наряду с их минеральным составом и структурно-текстурными особенностями необходимо обращать самое серьезное внимание.

Методы изучения. В современный арсенал средств изучения природы емкости карбонатных коллекторов помимо традиционных литологических и промыслово-геофизических методов входят фотокартаж (непрерывное фотографирование пород в скважинах), рентгеновский, ультразвуковой, капиллярного насыщения пород люминофорами и другие методы, позволяющие получить сведения о строении пород без их разрушения.

Фотокартаж производится в сухих или заполненных водой скважинах с помощью скважинного фотоаппарата ФАС-1, которым за один спуск — подъем можно сделать около 250 снимков стенок скважины. Один снимок захватывает участок диаметром 60 мм. Фотокартаж позволяет получать также цветные и стереоскопические фотографии практически на любой глубине. Недостаток этого метода — большая затрата времени и невозможность оперативного получения результатов, особенно при цветном фотографировании. По данным фотокартажа можно выделять зоны развития коллекторов с различным типом емкости: кавернозные, трещинные, поровые и промежуточные типы.

При рентгеновском методе производится просвечивание рентгеновскими лучами пластинки толщиной 1 мм, выпиленной из исследуемого образца и предварительно пропитанной насыщенным раствором солей бария. Участки пластинки, заполненные раствором, на негативе оказываются темными. Распределение затемненных участков позволяет выявить особенности структуры порового пространства изучаемой породы.

Ультразвуковой метод основан на зависимости скорости распространения звуковых колебаний от характера среды. Средняя скорость распространения звуковых колебаний в трещиноватых породах существенно меньше, чем в монолитных. Эта особенность прохождения звука через породы положена К. И. Багринцевой [1], впервые использовавшей этот метод в 1962 г., в основу определения коэффициента относительной трещиноватости, который применяется для оценки неоднородности трещин и представляет собой соотношение скоростей ультразвуковых волн в микротрещиноватой и монолитной породах одного и того же состава. Этот коэффициент позволяет дифференцировать разрез продуктивных отложений по интенсивности развития трещин, т. е. оценивать фильтрационные возможности карбонатного коллектора.

Метод капиллярного насыщения пород люминофорами базируется на проникновении люминесцирующей жидкости в мельчайшие открытые полости исследуемого образца. Для индикаторной

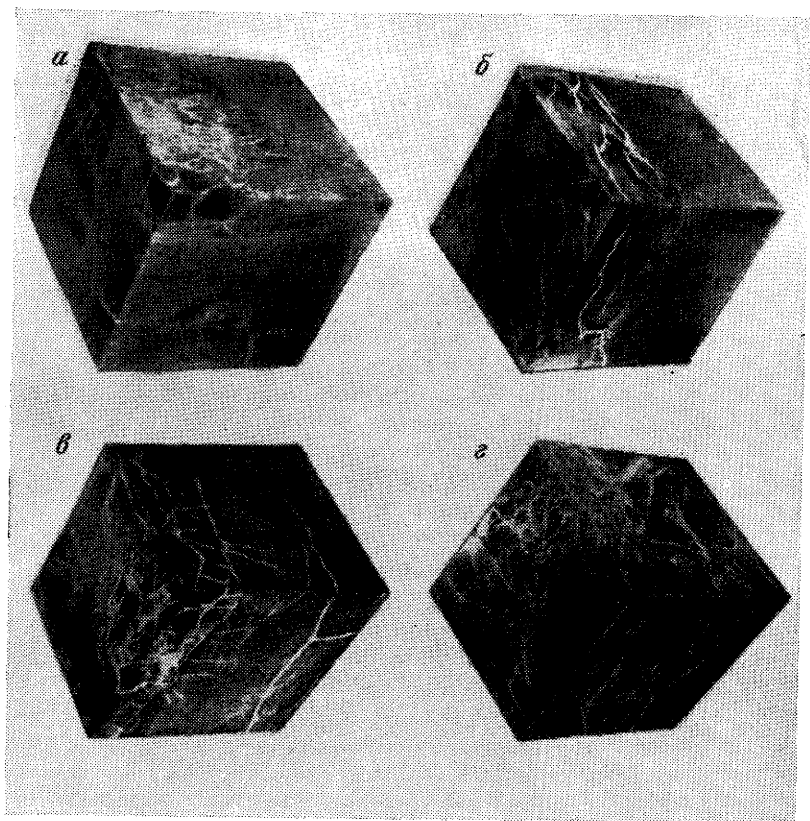


Рис. 4.4. Характер трещиноватости в известняках Оренбургского месторождения, скв. 9. Фото из коллекции К. И. Багринцевой.

Известняки (глубина отбора, м): *а* — микрозернистый (1753,6); *б* — органогенно-комковатый с тонко- и мелкозернистым кальцитовым цементом (1790,5); *в* — органогенный, фораминиферо-водорослевый, сильно перекристаллизованный, неравномерно трещиноватый (1839,7); *г* — органогенный фузулинидо-детритный с яснокристаллическим кальцитовым цементом (1786,3)

жидкости (люминофора) важны смачивающая способность, интенсивность свечения и химическая инертность к исследуемому образцу [1]. Для исследования берутся образцы кубической формы, предварительно высушенные и взвешенные, которые вакуумируются в течение пяти и более часов. Затем образцы насыщаются люминофорами. Фотографии, на которых видны соотношения пористых и плотных участков, а также характер трещиноватости, свойственной различным генетическим типам карбонатных пород, приведены на рис. 4.4.

Большое значение при определении нефтенасыщенности карбонатных коллекторов, площади их распространения и коллекторских свойств имеют данные промыслово-геофизических исследований, а также материалы бурения и опробования скважин. Главные признаки наличия в разрезе трещинных и трещинно-кавернозных карбонатных коллекторов названы ниже

(Ю. К. Бурлин, 1976 г.):

1) катастрофические поглощения промывочной жидкости в процессе бурения, иногда с полной потерей ее циркуляции, провалы бурового инструмента;

2) превышение значений пористости по данным нейтронного гамма-каротажа (НГК) над пористостью, определенной по представительному керну в одних и тех же интервалах;

3) превышение пористости, установленной по удельному сопротивлению пластов, над пористостью по данным НГК;

4) расхождение показаний метода бокового каротажа при работе методом двух растворов (замеры до и после смены соленого раствора на пресный);

5) расхождение показаний одного и того же метода (например БКЗ) при замерах, произведенных сразу после вскрытия интервала и через некоторое время, достаточное для формирования зоны проникновения фильтрата раствора в пласт (методика временных исследований).

Методика временных исследований особенно результативна для трещинно-кавернозных карбонатных коллекторов, когда применение промыслово-геофизических методов затруднено из-за глубокого проникновения фильтрата промывочной жидкости в полости пород, анизотропии коллекторских свойств и сложности структуры пустотного пространства. Кажущиеся электрические сопротивления до и после интенсивной промывки скважины в коллекторском пласте будут заметно различаться, если минерализация пластовых вод значительно выше минерализации вод промывочной жидкости: у водоносного пласта ρ_k будет больше, а у нефтеносного меньше первоначального. В интервале залегания плотных непроницаемых пород результаты обоих замеров будут близки.

Качественное выделение трещинных и кавернозных пород возможно также на основе данных акустического каротажа. В трещинных породах затухание продольных и поперечных волн колебаний ускоряется пропорционально густоте трещин, замедляется при заполненности их твердым веществом и изменяется в сложной зависимости от их раскрытости и ориентации. В кавернозных породах затухание волн пропорционально удельной густоте каверн и величине кавернозной пустотности.

Вулканогенные и вулканогенно-осадочные коллекторы

Открытие в последние годы месторождений со значительными запасами как в нашей стране (Азербайджан, Грузия), так и за рубежом (США, Куба, Япония, Индонезия и др.), содержащих залежи нефти и газа в коллекторах, сформированных при влиянии вулканизма, повысило интерес геологов к поискам скоплений УВ в зонах развития вулканических пород.

Несмотря на многочисленные примеры залежей нефти и газа в вулканогенных породах, вопрос о типе коллекторов, связанных с ними, не решен. Имеющиеся данные о характере их пустотного пространства сведены в табл. 4.10.

Виды пустотного пространства вулканических пород-коллекторов нефти и газа

Генезис пустотного пространства	Тип пустотного пространства
Первичные пустоты ¹	Полости в породе, образованные во время застывания магмы или дутые пустоты-пузырьки в пемзе и вулканических шлаках Пустоты вулканических брекчий, обусловленные взрывами и перемалывающими движениями вулканического материала Трещины охлаждения, образующиеся после застывания жидкой лавы
Вторичные пустоты ²	Трещины, обусловленные процессами дробления при образовании послевулканических разломов Трещины, обусловленные поствулканической гидротермальной деятельностью Трещины, обусловленные эрозионно-денудационными процессами

¹ По данным С. П. Эллисона (S.P.Ellison, 1957 г.).

² По данным Н. И. Иванова, 1977 г.

Наиболее полно пока изучены вулканогенные коллекторы Закавказья и Днепровско-Донецкой впадины.

В пределах Кюрдамирской нефтегазоносной области Азербайджана в 1977 г. открыто месторождение Мурадханлы, на котором часть залежей массивно-пластового типа, по данным А. Н. Гусейнова, Ш. С. Кочарли, З. М. Ибрагимова (1977 г.), приурочена к эродированной поверхности эффузивных образований. Промышленно нефтегазоносны эффузивные образования мелового возраста. Коллекторами являются эффузивные породы основного (базальты и базальтовые порфириты) и среднего (андезиты и андезитовые порфириты) состава, подвергшиеся процессам физического и химического выветривания. Пористость насыщения, по данным Д. М. Джавадова, меняется в пределах 5,5—23 %, причем наиболее высокие ее значения (19,3—23 %) приурочены к верхней измененной части эффузивной толщи. В связи с неоднородностью эффузивных коллекторов дебиты нефти значительно меняются по площади месторождения, что весьма характерно для вулканогенных коллекторов.

Изучение В. М. Бортницкой, Э. С. Алешкиной, Н. Н. Оршинской и др. в 1977 г. вулканогенных коллекторов Днепровско-Донецкой впадины позволило им выделить среди них трещинные, трещинно-поровые и трещинно-каверновые коллекторы. Различные по петрохимическому составу лавы характеризуются низкой открытой пористостью, не превышающей 14,3 %, и практически не имеют поровой проницаемости. По мнению М. А. Алехиной, З. М. Ляшкевич и других исследователей, некоторые разновидности туфов, лавы ультраосновных и основных пород, относящиеся к коллекторам средней и высокой проницаемости (в основном благодаря трещиноватости), могут на глубине служить вместилищами нефтегазовых залежей.

Участие вулканогенно-осадочных, вулканогенных и трещинно-метаморфических пород-коллекторов нефти и газа в строении осадочных бассейнов Тихоокеанского подвижного пояса и его обрамления

(Н. А. Еременко, Л. И. Красный, Л. Э. Левин и др., 1978 г.)

Генетический тип осадочных бассейнов	Вулканогенно-осадочные, вулканогенные и трещинные метаморфические коллекторы	
	Количество регионально-продуктивных горизонтов	% от общего числа коллекторов
Современных активных океанических окраин	2	6,7
Древних активных океанических окраин	6	6,1
Орогенных впадин в пределах складчатых областей	3	42,9
Областей эпиплатформенного орогенеза	3	14,3
Внутриплатформенных синеклиз	1	3,2
Современных пассивных океанических окраин	1	2,9

Большинство эффузивных пород-коллекторов представлено основными, ультраосновными и средними разностями. Одним из немногих известных на сегодняшний день исключений является месторождение Келебия в Югославии. Здесь исследователи в 1975 г. отметили наличие пористости и пустоты типа каверн-вакуолей в эффузивах риолитового состава (Kuzeljebic Boza, Kemenci Ruza, Vdovjac Bernard).

Интересным и перспективным типом залежей УВ в породах-коллекторах вулканогенного генезиса являются залежи в олистостромовых толщах, примерами которых могут служить скопления нефти в туфопесчаниках и эффузивных породах месторождений Гуанабо, Западная Виан-Бланка, Восточное Бока-Харуко и другие на Кубе. Здесь хорошими коллекторами являются породы кластической части разреза (олистостромы), а роль покрывки выполняют как ее пелито-алевритовая масса, так и осадочные породы, перекрывающие олистостромовые толщи. Нефти этих месторождений относительно легкие (0,72—0,90 г/см³), известная глубина залегания нефтемещающих отложений от 140 до 2200 м.

Кроме описанных типов вулканогенных пород (в основном вторично преобразованных эффузивов разного состава) коллекторами нефти и газа часто бывают вулканогенно-обломочные и смешанные вулканогенно-осадочные породы. Причем залежи в них, как правило, более значительны по запасам, чем в вулканогенных коллекторах.

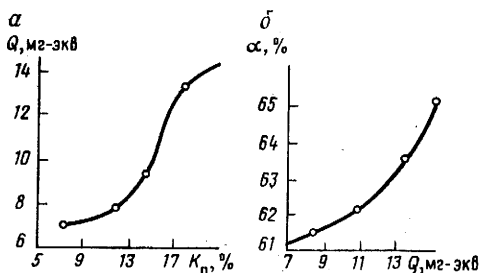
Среди коллекторов нефти и газа роль вулканогенно-осадочных, вулканогенных и трещинных метаморфических пород вулканогенного генезиса сравнительно невелика, однако в некоторых тектонических областях с широким развитием вулканизма, синхронного с накоплением нефтегазоносных толщ она может значительно возрасти (табл. 4.11).

Имеется значительное число классификаций вулканогенно-обломочных и смешанных вулканогенно-осадочных пород. Наиболее удобна для

Классификация вулканокластических и смешанных вулканогенно-осадочных (обломочных) пород
(Е. Ф. Малеев, М. А. Петрова, В. Т. Фролов и др., 1979 г.)

Тип обломочных структур	Размер обломков, мм	Вулканокластические (вулканогенно-обломочные) породы (вулканокластиты), взрывчатые породы, туфы уплотненные и гидрохимически цементированные	Осадочно-вулканокластические породы, туффиты (ортотуффиты). Осадочного материала менее 50 % (в обломках и цементе)	Вулканокласто-осадочные породы, паратуффиты. Осадочного материала более 50 % (в обломках и цементе)		
Псефитовый	Более 200	Туфы грубопсефитовые (агломератовые)	Грубопсефитовые (агломератовые)	Грубопсефитовые (туфоконгломераты)		
	50—200	Вулканические брекчии				
	10—50	Туфы крупнопсефитовые (крупнолапиллиевые)			Крупнопсефитовые (крупнолапиллиевые)	Крупнопсефитовые (туфоконгломераты)
	2—10	Туфы мелкопсефитовые (мелколапиллиевые)			Мелкопсефитовые (мелколапиллиевые)	Мелкопсефитовые (туфогравелиты)
Псаммитовый	0,5—2 0,25—0,5 0,1 (0,05)—0,25	Туфы псаммитовые (пелловые)	Псаммитовые	Псаммитовые (туфопесчаники)		
Алевритовый и пелитовый	0,1 (0,05)—0,01 и менее 0,01	Туфы алевритовые и пелитовые	Алевритовые и пелитовые	Алевритовые и пелитовые (туфоалевриты и туфопелиты)		

Рис. 4.5. Сопоставление емкости поглощения Q (мг-экв на 100 г породы) с пористостью K_p (а) и остаточной водонасыщенностью α (б) туфогенных пород-коллекторов месторождения Кристаллес, Куба. По В. И. Петерсилье, 1973 г.



подразделения пород вулканогенного генезиса в нефтегазопоисковых целях классификация главных типов этих пород М. А. Петровой, В. Т. Фролова, Е. Ф. Малеева и др. (табл. 4.12). Породы, представленные в табл. 4.12,— это или коллекторы, содержащие промышленные залежи УВ в различных нефтегазоносных областях мира, или покрышки залежей.

Лабораторные исследования, проведенные В. И. Петерсилье в 1973 г., показали тесную зависимость емкостных и фильтрационных свойств коллекторов вулканогенного генезиса от содержания в них тонкодисперсных глинистых минералов (рис. 4.5).

Доказано, что вулканогенно-обломочные (туфы, туфобрекции, агломераты) и вулканокласто-осадочные и осадочно-вулканокластические (туфопесчаники, вулканомиктовые песчаники) породы риолитового, дацитового и андезитового состава формации зеленых туфов являются превосходными породами-коллекторами (табл. 4.13). Они обладают эффективной пористостью, образовавшейся как за счет межзерновых пор, так и за счет трещин и (или) пустот типа каверн. Это подтвердилось Т. Катахирой в 1974 г. при сопоставлении величин пористости, полученных по данным акустического и плотностного методов геофизических исследований в скважинах.

Важной особенностью вулканогенных коллекторов является необычно широкий диапазон давлений — от гидростатического до аномальных, что объясняется различием в характеристике нефтематеринских пород и пород-коллекторов.

Принципиальное значение при образовании пород-коллекторов вулканогенно-осадочного генезиса имеет тип обломочной структуры, который вместе с составом вулканогенной компоненты в однопипных породах контролирует формирование либо коллектора, либо покрышки. По данным Т. Катахиры, опубликованным в 1974 г., в нефтегазовых месторождениях, где коллекторы представлены вулканогенно-обломочными породами с псефитовыми и псаммитовыми обломочными структурами, покрышками чаще всего бывают породы с алевропелитовыми и пелитовыми типами обломочных структур.

Приобретение коллекторских свойств породами, состав, текстуры и структуры которых сформированы при исключительном или значительном влиянии эффузивного вулканизма, — процесс сложный и неоднозначный. Все известные в настоящее время коллекторы такого типа являются гетерогенными и характеризуются высокой степенью анизотропии.

Таблица 4.13

**Фациальные условия накопления и характеристика
вулканогенно-осадочных пород-коллекторов нефтегазовых
месторождений на западном шельфе Японии**
(Л. Э. Левин, Э. К. Байбулатова, Ю. Г. Зорина и др., 1975 г.)

Возраст		Порода-коллектор	Фация	Пористость, %	Проницаемость, 10^{-16} м ²
Неоген	Плиоцен	Верхний	Пески, песчаники	Континентальная, прибрежно-морская	3—55 150—1000
		Нижний	Туфопесчаники Андезитовые агломераты	Мелководно-морская	15—32 8—20 5—100 2—500
	Миоцен	Верхний	Песчаники Туфы Дацитовые агломераты Трещиноватые аргиллиты	Мелководно-морская	20 15—25 20 15—39 до 500 100—500 Нет данных То же

По характеру порового пространства и физическим свойствам вулканогенные породы сильно отличаются от терригенных и карбонатных газо-нефтяных коллекторов, однако во многих нефтегазоносных областях мира они содержат промышленные залежи УВ. Особенностью коллекторов такого типа является несоответствие между сравнительно низкими значениями емкостной и фильтрационной характеристик и высокими дебитами скважин, вскрывающих залежи в них. Как правило, высокопродуктивные скважины чередуются по площади месторождений с малодобитными и «сухими» скважинами, что связано с сильной литологической изменчивостью коллекторов и существенной их постседиментационной преобразованием.

Коллекторские свойства вулканогенных пород меняются в широких пределах, особенно это касается проницаемости — основного параметра, определяющего фильтрационные свойства коллектора. При микроскопическом изучении выявляется микронеоднородность этих пород, выражающаяся в резкой изменчивости диаметров поровых каналов. Значительное число поровых каналов относится к категории субкапиллярных, вследствие чего, по мнению С. В. Клубова (1978 г.), преобладают низкие значения проницаемости при высокой пористости пород, обусловленной большим содержанием в них высокодисперсных компонентов. Значительное влияние на емкостные и фильтрационные способности вулканогенно-осадочных по-

род оказывают состав, свойства и распределение материала фракции менее 1 мкм как в составе цементирующей массы, так и в поровом пространстве. Помимо пор и каверн в этих породах широко развиты трещины.

Практически все рассмотренные вулканогенные и вулканогенно-осадочные породы-коллекторы обладают пустотным пространством, образование которого теснейшим образом связано с вторичным преобразованием пород. Основными причинами последнего являются физико-химические процессы в корях выветривания и гидротермальный литогенез.

Эффузивы и агломераты могут приобрести коллекторские свойства практически только в условиях кор выветривания — гипергенез здесь является основным процессом.

Формирование коллекторских свойств вулканогенно-обломочных пород-туфов и туфобрекчий не прямо связано с литофациальной обстановкой осадконакопления, т. е. с процессами седиментогенеза, оно в большей степени зависит от направленности и глубины изменений, происходящих под влиянием деятельности гидротермальных процессов. Как показали исследования П. П. Тимофеева, С. И. Набоко, В. А. Ерошева-Шака в 1980 г., гидротермальный литогенез локализован на участках с повышенной интенсивностью теплового потока в областях тектоно-магматической активности и имеет интразональный, аклиматический характер.

Коллекторскими свойствами обладают вулканические брекчин и туфы от грубоцефитовых (агломератовых) до псаммитовых. Тонкообломочные разности туфов коллекторских свойств, как правило, не имеют. Форма и объем пустотного пространства туфов зависят от их гранулометрии (типа обломочной структуры), вещественного состава, текстуры, обусловленной фациальными условиями осадконакопления, и характера цемента.

Формирование коллекторских свойств осадочно-вулканокластических пород связано с обстановкой их накопления в условиях водной среды (редко — в субаэральных условиях) и синхронности с процессами вулканизма. Вулканокласто-осадочные породы содержат осадочного материала более 50 %. На коллекторские свойства их главное влияние оказывают текстурные и структурные особенности, количество и тип цемента, характер соотношения цемента и обломочной части пород.

Гранулометрический состав незначительно сказывается на коллекторских свойствах этого типа пород, однако грубообломочные разности — туфоконгломераты и туфогравелиты — обычно имеют несколько большую емкость, чем туфопесчаники и туфоалеволиты. Емкость таких пород существенно возрастает с увеличением степени их отсортированности.

Причина широкой изменчивости фильтрационных характеристик вулканогенно-осадочных коллекторов — это различная степень их вторичной преобразованности и неоднородная по разрезу и площади трещиноватость.

Чередование в разрезе пород-коллекторов и пород-покрышек обусловлено большой фациальной изменчивостью вулканогенно-осадочных формаций. Все эти породы зонально неоднородны, участки с высокой емкостной характеристикой в них расположены внутри сложно построенных геологических тел формаций и генетически сопряжены с породами-покрышками. Границы распространения коллекторских пластов и пачек часто совпадают со сбросами, участками уменьшения мощности или полного выклинивания

в приразломных зонах. Указанные особенности приводят к тому, что четкие, непрерывные контуры коллекторских толщ часто отсутствуют. Породы-покрышки формируются в этих формациях одновременно с породами-коллекторами и под влиянием тех же вторичных процессов, важнейшим среди которых является аутигенное минералообразование — один из главных процессов, обуславливающих неоднородность вулканогенно-осадочных коллекторов. Вызванные этим процессом изменения порового пространства могут как ухудшать, так и улучшать коллекторские свойства пород.

Обычно считается, что процесс цеолитообразования снижает коллекторские возможности пород. Действительно, если цеолиты образуются при метасоматическом замещении обломков крупных кристаллов полевых шпатов или эффузивов, они существенно уменьшают размер поровых каналов. Если же кристаллы цеолитов замещают бесструктурные или микроструктурные глинистые и стекловатые массы, что характерно для вулканогенно-осадочных пород, то по данным С. В. Клубова (1980 г.), фильтрационные свойства пород улучшаются.

Влияние глинистых минералов также проявляется двойко. Аутигенное образование глинистых минералов, среди которых в изученных породах обычно встречаются монтмориллонит и гидрослюды, действует резко отрицательно на их фильтрационные возможности. Однако за счет высокого содержания остаточной воды монтмориллонит разуплотняет породу, что является положительным фактором в приобретении породой коллекторского потенциала. Наименьшее отрицательное влияние (практически не отражающееся на коллекторских свойствах пород) оказывает новообразование диоктаэдрических гидрослюд, обладающих низкой обменной емкостью.

Основными путями движения нефтегазового флюида в вулканогенно-осадочных коллекторах являются трещины. Существенно важно, что образование большей части трещин в них обусловлено не только тектоническими факторами завершающейся стадии структурообразования, но и катагенетическими процессами, в результате которых трещиноватость развивается прежде всего по ослабленным зонам — на участках сочленения новообразованных минералов глинистых и групп хлоритов и цеолитов с обломочной частью пород. Именно по этим ослабленным зонам, как показал С. В. Клубов в 1981 г., в результате их разъединения происходит образование трещиноватости, благодаря чему существенно возрастает коллекторский потенциал пород.

Коллекторы вулканогенного генезиса пока слабо изучены методами промысловой геофизики. Частично для их распознавания могут быть использованы уже хорошо зарекомендовавшие себя методы промыслово-геофизического исследования скважин (см. табл. 4.5). Разработка специфического комплекса промыслово-геофизических исследований вулканогенных коллекторов — дело будущего.

Глинистые коллекторы

Месторождения нефти и газа, связанные с глинистыми коллекторами, известны довольно давно. Первые месторождения нефти в глинистых коллекторах были открыты в Калифорнии в бассейне Санта-Мария (Оркатт

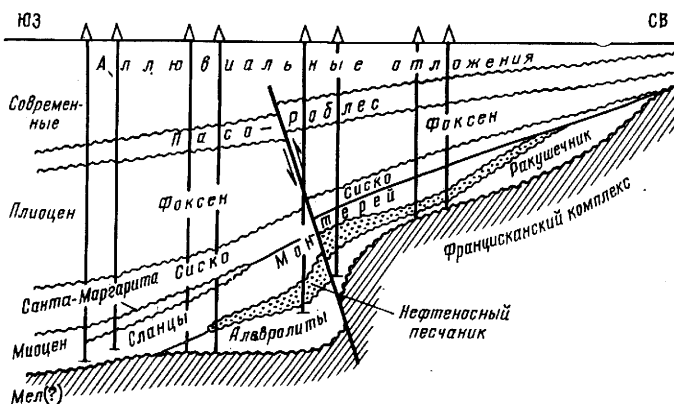


Рис. 4.6. Геологический разрез месторождения Санта-Мария-Валли, США (А. И. Леворсен, 1970 г.).

в 1902 г. и Ломпок в 1903 г.). Позднее в этом бассейне были открыты месторождения Уэст-Кэт-Каньон (1908 г.), Санта-Мария-Валли (1934 г.) и др. (табл. 4.14). Коллекторами на месторождениях бассейна служат кремнистые битуминозные глины свиты Монтерей верхнего миоцена (рис. 4.6). Кроме бассейна Санта-Мария, месторождения, приуроченные к верхнемиоценовым отложениям, встречаются также у юго-западной границы долины Сан-Хоакин. Это так называемые кремнистые битуминозные глины серии Мак-Лур или «коричневые сланцы» (М. Хюберт, Д. Виллис, 1956 г.). Типичные начальные дебиты скважин колеблются от 400 м³/сут (Санта-Мария-Валли) до 64 м³/сут (Касмалия).

К кремнистым слюдистым битуминозным глинам Огайо верхнедевонского возраста приурочено и крупное газовое месторождение Биг-Санди, расположенное в восточной части штата Кентукки (Преаппалачская впадина). Впервые из глин Огайо газ был получен в 1921 г. По данным

Таблица 4.14

Характеристика основных месторождений нефти бассейна Санта-Мария¹

Месторождение	Глубина кровли нефтяного пласта, м	Структура	Тип залежей
Санта-Мария-Валли	1449	Зона выклинивания на моноклинали	Литологически и стратиграфически экранированные
Оркатт	518	Антиклиналь, разбитая на блоки	Пластовые сводовые, тектонически экранированные
Уэст-Кэт-Каньон	942	Антиклиналь	Пластовые сводовые

К. Гюнтера и Д. Юнга, к 1951 г. на месторождении Биг-Санди было пробурено 3414 скважин, вскрывших глины, из которых только 207 скважин, т. е. около 6 % дали промышленные притоки с начальными дебитами газа в среднем 29 700 м³/сут (М. Хюберт, Д. Виллис, 1956 г.). Во всех остальных скважинах промышленные притоки были получены при проведении искусственных мероприятий, при которых вскрывалась толща глин и весь интервал торпедировался 80 %-ным желатинизированным нитроглицерином. В результате 3207 скважин увеличили начальные дебиты газа с 1700 до 8200 м³/сут, но и при такой обработке примерно 10 % скважин остались непродуктивными. Продуктивные интервалы близко расположенных скважин свиты Огайо не всегда находятся на одном уровне и встречаются по всей толще глин. Распределение давления на месторождениях свидетельствует о выдержанности коллектора в каждом данном месторождении. Совершенно несомненно, что коллекторские свойства свиты Огайо и других отложений, где продуктивность связана с глинистыми породами, обусловлены разьединением различно текстурированных участков глин, которое не совсем правильно называют трещиноватостью.

Из трещиноватых черных кремнистых слюдистых глин добывают нефть и на месторождении Лонг-Бич в центральной части бассейна Лос-Анджелес, где продуктивны отложения нижнего плиоцена — свита Репетто. Месторождение приурочено к антиклинальной складке, осложненной разрывом.

В Габонской впадине известна область развития глинистых коллекторов, из которых добывается нефть. Это нефтяные месторождения Онимба, Мбега и Озури, газонефтяное месторождение Пуэнт-Кларетт, приуроченные к кремнистым трещиноватым глинам, радиоляритам и диатомитам нижнего эоцена (свита Озури). Месторождения этой зоны связаны с солянокупольным поднятием, в котором соляной массив не прорывает надсолевой комплекс, и в частности породы свиты Озури.

Среди глинистых коллекторов особое место занимают битуминозные глины баженовской свиты Западной Сибири. Это пласт Ю₀ на ряде месторождений (Салымское, Малобалыкское, Правдинское, Каменное, Поляновское и др.), наиболее полно изученный на Салымском месторождении и прилегающих разведочных площадях. Здесь баженовские глины залегают на глубинах 2750—3000 м при пластовой температуре 120—128 °С и аномально высоком пластовом давлении превышающем гидростатическое на 14 МПа.

Битуминозные глины баженовской свиты относятся к волжскому веку и части берриаса, т. е. их возраст приблизительно 8—10 млн. лет. В разрезе осадочного чехла они составляют около 1 %, но по площади занимают более 1 млн. км². Мощность баженовских глин колеблется от нескольких метров до 40 м и более.

Породы баженовской свиты обеднены фаунистическими остатками. Богато представлен только микропланктон: радиолярии, диатомовые водоросли и кокколитофориды. В центральной части бассейна свита обеднена фауной максимально: в Салымском районе отсутствуют даже споры и пыльца, однако редкие редкие сантиметровые прослои глин содержат скопления

ядер ауцелл, аммонитов и других видов, как бы отражая периоды массовой гибели фауны.

Как показали Г. М. Таруц и Е. А. Гайдебурова в 1978 г., осадконакопление в баженовское время происходило в эпоху максимального затухания тектонической деятельности. Бассейн был морским, но не глубоким. Погружение дна бассейна происходило чрезвычайно медленно, с неоднократными инверсиями, обусловившими цикличность строения толщ. Характерно присутствие углефицированного ОВ и даже очень тонких прослоев углистых глин (практически углей), что свидетельствует о компенсированном осадконакоплением прогибании дна бассейна.

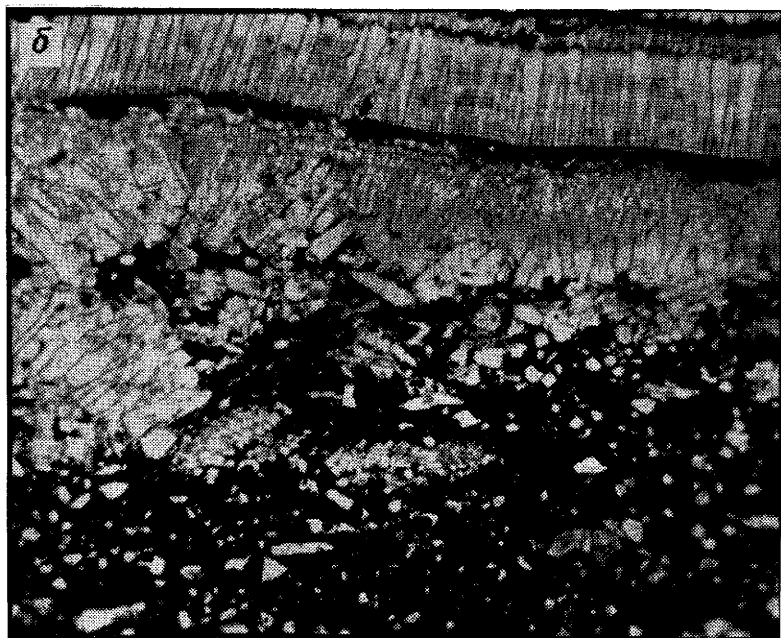
Макроскопически породы баженовской свиты представлены однообразной толщей темно-коричневых до черных кремнелых битуминозных глин, значительно пиритизированных, прослоями слабо известковистых с примесью преимущественно крупнопелитового терригенного материала от 1 до 8 %.

Глины баженовской свиты отличаются от покрывающих и подстилающих пород повышением содержания ОВ, хлороформенного битумоида, кремнистости, естественной радиоактивности, удельного электрического сопротивления, общей пористости, а также пониженной плотностью. По данным Г. П. Евсеева, Т. В. Дорофеевой, Б. А. Лебедева (1976 г.), О. Г. Зарипова, И. И. Нестерова (1977 г.), плотность баженовских глин меняется от 2,40 до 2,23 г/см³, покрывающих глин — от 2,60 до 2,70 г/см³, общая пористость от 5,8 до 8 % в породах баженовской свиты и от 4 до 4,2 % в покрывающих глинах.

Суммарное количество ОВ в глинах баженовской свиты закономерно меняется по площади. Максимальное его содержание (10—18 %) отмечается в районе Салыма—Сургута. Площадь повышенных значений (8—10 %) охватывает большую часть Надымской и Ханты-Мансийской впадин, а также простирается далеко на юг в Юганскую и Омскую впадины. По направлению к периферии бассейна количество ОВ падает до 1 %.

В разрезе баженовской свиты чередуются глины различного текстурного облика, с колеблющимся количеством ОВ, кремнезема, карбонатов, терригенной примеси. При микроскопическом изучении баженовских глин выявляются некоторые особенности в строении их на мезо- и микроуровнях. Мезотекстурный облик образуется распределением ОВ в виде слоек или петель, образующих слоистую или петельчатую мезотекстуру. Слоистым мезотекстурам сопутствуют глинистые минералы более тонкой дисперсности, чем те, что характерны для беспорядочных или массивных мезотекстур. Крупнодисперсное глинистое вещество часто образует сгустковые мезотекстуры. Микротекстуры глин без примеси алевритового материала близки к аксиальным или блоковым. Внутри блоков с ОВ — микротекстуры неориентированные, рядом с алевритовыми и карбонатными минералами — микротекстуры облекания. Примеры характерных текстур глинистых пород баженовской свиты даны на рис. 4.7.

Породообразующими глинистыми минералами являются диоктаэдрические гидрослюды и каолинит, количество которого в отдельных образцах в 6—10 раз меньше, чем гидрослюды. В виде примеси присутствует монт-



Коллекторские свойства баженовских глин, определенные по керну (в скобках средние значения)

Трещинная проницаемость, %	Пористость, %			Газопроницаемость, мкм ²	Остаточная водонасыщенность, %
	трещинная	открытая	общая		
10 ⁻⁵ —10 ⁻⁴ (0,5·10 ⁻⁴)	0,006—1,510 (0,971)	2,1—11,0 (8,3)	5,0—23,0 (20,87)	10 ⁻⁶ —10 ⁻³ (0,5·10 ⁻³)	10,1—26,3 (23,8)

мориллонит и смешаннослойные минералы типа гидрослюда — монтмориллонит. В качестве важной составной части глинистой фракции присутствует свободная кремнекислота, играющая важную роль в формировании свойств баженовских глин.

К настоящему времени коллекторские свойства баженовских глин изучаются различными методами в ряде организаций (МИНХиГП, ЗапСибНИГНИ, ВНИИнефть, ИГиРГИ и др.). Данные, полученные разными исследователями, сильно варьируют (табл. 4.15).

Значительный разброс значений получен и при испытании скважин, которые показали, что дебиты колеблются в широких пределах — от 0,06 до 700 м³/сут и наибольшие дебиты приурочены к сводовой части структуры.

Не совпадают не только результаты изучения параметров коллектора, но и представления исследователей о природе емкости этих пород. Предпочтение отдается либо поровому пространству, либо трещиноватости, либо параллельной слоистости.

Для выяснения роли порового пространства баженовских глин в формировании их коллекторского потенциала и получения количественных характеристик микропористости исследуемых пород снимки с растрового электронного микроскопа (РЭМ) обработаны по методике Р. А. Коньшевой и А. П. Розниковой (1975 г.) (см. § 3) и затем обчислены на электронном вычислительном устройстве «Квантимет-720». Изучены количественные показатели породы по трем направлениям. Некоторые показатели микропористости баженовских глин для зон с разными дебитами приведены в табл. 4.16.

Несоответствие определяемых различными методами физических констант коллекторов баженовской свиты дебитам нефти говорит о том, что не только поры обуславливают их емкость. Исследованиями Т. Т. Клубовой за период 1968—1980 гг. установлено, что основу емкости глинистых пород, наряду с порами составляют зоны сочленения различных по текстуре участков. Именно этим зонам принадлежит основная роль в формировании фильтрационных свойств пород. Зоны контакта крупных микроблоков

Рис. 4.7. Характерные текстуры пород баженовской свиты месторождения Салым, скв. 118. Фото шлифа.

а — с глубины 2747,7—2751,4 м; ув. 8×6, ник. II; б — с глубины 2787,1—2792,3 м, ув. 3×6, ник.

Количественные показатели микропористости баженовских глин
(увеличение 1200)

Зона	Размер хорды пор, мкм		
	Средний	Преобладающий	Максимальный
Низких дебитов	0,70—0,75	0,50	0,87
Максимальных дебитов	2,20—2,30	1,04	2,40

гидрослюды и каолинита, окремнелых и неокремнелых участков, с сорбированным ОВ и без него ослаблены и легко разъединяются под влиянием тектонических или каких-либо иных напряжений. Зоны сочленения глинистых минералов с ОВ и без него значительно больше ослаблены, чем зоны контакта разных по минеральному составу частей текстур.

Таким образом, микротекстурная неоднородность баженовских глин, результатом которой является наличие ослабленных зон, служит основой формирования их емкости. Ослабленные зоны хорошо заметны в шлифах и иногда неправильно принимаются за трещины, хотя разъединение пород по этим ослабленным зонам приводит к дроблению пород, т. е. приводит к тому же результату, что и трещиноватость. Что же касается баженовских глин, то в них, несмотря на жесткий кремневый каркас, пластичность достаточно высока (1,6—2,3), вследствие этого и невелика способность к трещинообразованию (менее 10 единиц на 1 м).

Ослабленные зоны в породах баженовской свиты получили окончательное оформление в диагенетическую стадию существования пород, а разъединение этих зон и формирование их емкостного пространства произошло на стадии катагенеза в тектонически активных участках.

Числовая характеристика ослабленных зон в породах свиты получена по методике Р. А. Коньшевой и А. П. Розниковой. Для определения длины зон сочленения на мезоуровне использованы фотографии шлифов, зон сочленения разных микротекстур — снимки с РЭМ. Обсчитаны образцы баженовских глин, вскрытых скв. 118, и получены следующие результаты соответственно для мезотекстуры и микротекстуры: суммарная длина контактов (мм) — 28,41 и 0,884; длина зон сочленения на единицу отсчитанной площади (мм/мм²) — 5,25 и 70,75; коэффициент ориентировки, т. е. отношение протяженности зон в двух перпендикулярных направлениях — 1,446 и 1,623. Как видно, количество ослабленных зон в глинах баженовской свиты по напластованию пород примерно в 1,5 раза меньше, чем в направлении, перпендикулярном к напластованию.

Повышенные дебиты нефти в пласте Ю₀ тяготеют к сводовой части северного блока, а на южном блоке приурочены к границам активной зоны миграции (нарушения). Наличие напряженной зоны фиксируется и по приведенным данным (см. табл. 16), показывающим, что в зоне растяжения (максимальных дебитов) размер пор в 2—3 раза увеличен по сравнению с крыльевыми участками залежи (зона низких дебитов).

Таким образом, емкость и фильтрационные свойства коллекторов баженовской свиты обусловлены не только и не столько их порами, сколько текстурным обликом пород на мезо- и микроуровнях. Под влиянием мигрирующей нефти, по мнению Т. Т. Клубовой, Л. П. Климушиной, А. М. Медведевой (1979 г.), зоны сочленения текстур разных типов разъединяются, а затем закрываются, если нефть уходит полностью, или сохраняются в том виде, как их раздвинула нефть. Чтобы извлечь нефть из этих участков, необходимо дополнительное давление. Эти особенности баженовских коллекторов диктуют необходимость создания специфических методик проходки, вскрытия и опробования битуминозных глин, исходя из природы их емкости.

Суммируя приведенные материалы по промышленным глинистым коллекторам нефти и газа, необходимо отметить их общие свойства: они преимущественно гидрослюдистые, содержат значительное количество рассеянного ОВ, кремнелые. Наличие жесткого каркаса из кремнекислоты и сорбированного глинистыми минералами ОВ, гидрофобизовавшего поверхность монокристаллов глинистых минералов, а значит и зоны контакта их друг с другом и с другими микрокомпонентами пород, обуславливают их промышленную емкость. Именно гидрофобизация зон контактов предопределила их достаточно легкое разъединение, а впоследствии и отдачу той нефти, которая в них заключалась.

§ 2. Порода-покрышки залежей нефти и газа

В определении термина «порода-покрышка» среди исследователей нет единства. Большинство авторов в качестве основного показателя породы-покрышки называют низкую проницаемость и способность ее таким образом препятствовать миграции УВ из перекрываемого ею коллектора. Часть авторов при выделении пород-покрышек учитывают роль составляющих породу компонентов, а также энергетики процесса. Ниже приводятся определения разных авторов понятия «порода-покрышка»:

Т. Т. Клубова (1968 г.) — сложные природные системы, основными компонентами которых являются составляющие их минералы, ОВ и насыщающие породы воды; свойства пород как покрышек определяются характером процессов, протекающих в этих системах.

Г. Э. Прозорович (1970 г.) — пакки или толщи преимущественно глинистых пород, диффузионная, фильтрационная и трещинная проницаемость которых настолько низка в определенные отрезки геологического времени, что, частично пропуская через себя УВ, они задерживают значительную часть их в перекрываемом коллекторе.

В. Д. Наливкин (1971 г.) — литологическое пластовое тело, сложенное преимущественно изолирующими породами; проницаемые тела включаются в состав покрышки в том случае, если занимают в ней подчиненное положение и не имеют постоянной незатрудненной связи с проницаемыми телами, разделяемыми этой покрышкой.

Н. А. Еременко, И. М. Михайлов (1972 г.) — порода, которая для данного флюида при определенном перепаде давления и температуре препятствует началу фильтрации.

По составу выделяются покрывки глинистые, карбонатные, глинисто-карбонатные, галогенные, сульфатные, сульфатно-галогенные, галогенно-карбонатные и другие смешанные типы. Наиболее полно изучены глинистые покрывки, с достаточной полнотой исследованы также карбонатные и глинисто-карбонатные покрывки, по другим типам покрывок имеются лишь единичные публикации.

Глинистые породы-покрывки

Влияние минерального состава глин на экранирующие свойства пород-покрывок определяется в первую очередь кристаллохимическими особенностями слагающих их глинистых минералов.

Для минералов каолининовой группы характерно постоянство в составе силикатного слоя, вследствие чего замещения внутри решетки чрезвычайно редки и заряды внутри слоя компенсированы. Связь силикатных слоев друг с другом в направлении оси *C* осуществляется водородом, который препятствует расширению решетки и исключает проникновение в нее воды и полярных органических жидкостей.

Силикатный слой минералов монтмориллонитовой группы непостоянен из-за явления широкого изоморфного замещения в октаэдрических и более узких — в тетраэдрических листах, ведущего к нарушению нейтральности решетки. Возникающий при таких замещениях избыток заряда компенсируется обменными ионами. От свойств ионов (валентности, размера ионного радиуса, поляризации и др.), обеспечивающих нейтральность решетки минералов монтмориллонитовой группы, зависит способность этих минералов к расширению решетки по оси *C*, в результате чего в межслоевые промежутки могут проникать вода и полярные органические жидкости. Внедрение воды и полярных органических веществ в межслоевое пространство монтмориллонита приводит к увеличению объема, что резко снижает его проницаемость и прочностные характеристики, но повышает экранирующие возможности.

Силикатный слой минералов группы гидрослюдов подобен монтмориллонитовому, но в отличие от последнего избыточный отрицательный заряд решетки создается главным образом изоморфными замещениями в тетраэдрических листах. Близость источника отрицательного заряда к базальным поверхностям обуславливает более прочную связь между силикатными слоями минералов группы гидрослюдов по сравнению с монтмориллонитами. Как известно, нейтральность решетки гидрослюдистых минералов обеспечивается калием и гидрооксонием, соотношением которых в структурных позициях гидрослюдов определяется способность последних к внутрикристаллическому набуханию за счет внедрения воды и других полярных органических веществ в межслоевые промежутки этих минералов.

В полном соответствии с минеральным составом глин находится величина их емкости поглощения (обменной емкости), которая, как показали исследования Т. Т. Клубовой, служит косвенным показателем способности глинистых минералов оказывать влияние на процессы, протекающие в породах, в том числе и на формирование экранирующих свойств пород, сложенных минералами разного состава. С величиной обменной емкости при-

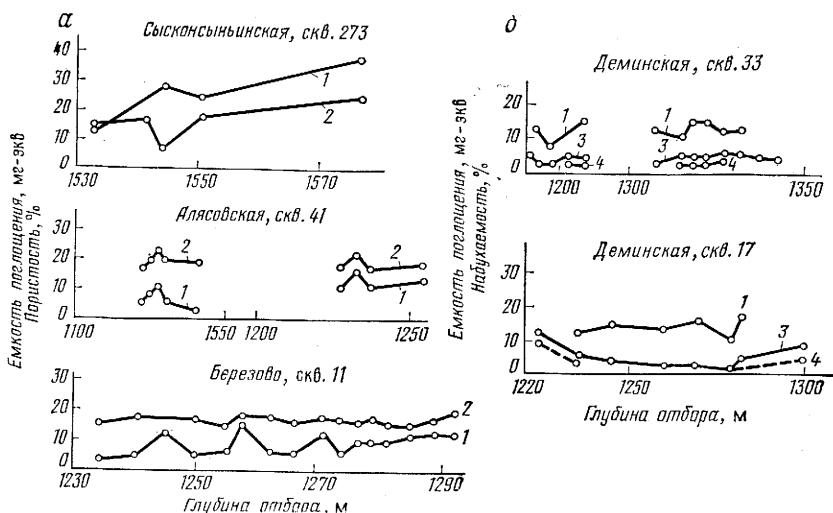


Рис. 4.8. Сопоставление емкости поглощения (мг-экв на 100 г породы) с пористостью (а) и набухаемостью (б). По Т. Т. Клубовой, 1973 г.
1 — емкость поглощения; 2 — пористость; 3 и 4 — набухаемость соответственно в дистиллированной и минерализованной воде

чно связаны пластичность, набухаемость, пористость, проницаемость, деформационно-прочностные и другие свойства глин.

Ниже приводятся величины емкости поглощения различных групп глинистых минералов (мг-экв на 100 г породы) ¹:

	По Р. Гриму (1953 г.)	По Д. Льюису (1939 г.)
Монтмориллонит	80—150	99—116
Нонтронит		114—115
Пальгорскит (аттапульгит)	20—30	28—99
Галлуазит (4H ₂ O)	40—50	8—50
Галлуазит (2H ₂ O)	5—10	
Гидроslюды (иллиты)	20—40	24—25
Вермикулит	100—150	
Хлорит (без указания разновидностей)	10—40	
Каолинит	3—15	2—25

Иллюстрацией наличия связи между обменной емкостью пород и их открытой пористостью и величиной набухаемости могут служить графики (рис. 4.8), анализ которых показывает, что открытая пористость и набухаемость глинистых пород-покрышек газовых залежей на севере Тюменской области изменяются синхронно с изменением величины их обменной емкости. Отдельные отклонения от этой общей закономерности обуславливаются либо аномально высоким содержанием ОВ, либо примесью терригенного материала.

¹ Данные заимствованы из книги «Методическое руководство по петрографо-минералогическому изучению глин» под редакцией М. Ф. Викуловой. М., Гостоптехиздат, 1957 г.

Емкость поглощения пород-покрышек зависит не только от глинистых минералов, слагающих их, но и от количества терригенных минералов, присутствующих в породах в высокодисперсном состоянии. Ниже приводится емкость поглощения главнейших породообразующих минералов, определенная во фракции < 0,001 мм, мг-экв на 100 г. породы (Т. Т. Клубова, 1973 г.):

Кварц	9,6	Мусковит	18,6
Ортоклаз	5,7	Пенин и клинохлор . . .	8,6
Олигоклаз	8,7	Хлорит гидратированный	11,3
Лабрадор	9,0		

Несмотря на различие экранирующих свойств глин разного минерального состава, обусловленное их обменной емкостью, все глины без примеси терригенных минералов обладают высокими изолирующими свойствами. Однако такие глины чрезвычайно редки.

Природные глины представляют собой полиминеральные и полидисперсные образования, в которых наряду с породообразующими глинистыми минералами постоянно присутствуют в различных количествах терригенные минералы (кварц, полевые шпаты, хлориты, слюды). Терригенные минералы ухудшают изолирующие свойства пород благодаря возникающим вокруг них зонам повышенной проницаемости. Ухудшение показателей экранирующей способности глинистых покрышек связано с количеством, минеральным составом и структурой терригенных минералов-примесей, причем степень зависимости определяется взаимоотношением основных компонентов породы друг с другом, т. е. текстурами. По масштабу, в котором проявляются различные типы текстур, М. С. Швецов (1948 г.) и Е. М. Сергеев (1959 г.) различают макро-, мезо- и микротекстуры. Текстуры разного масштаба изучаются различными методами (табл. 4.17).

Качественное описание микротекстуры по характеру агрегатного погасания дополняется количественной оценкой с помощью коэффициентов ориентированной C (%) и относительной упорядоченности U (%):

$C = 1 - I_{\min}/I_{\max}$, $U = S_{\text{бл}}/S$, где I_{\min} и I_{\max} — световой поток соответственно при погасании и просветлении поля зрения; $S_{\text{бл}}$ — площадь шлифа, занимаемая микроблоками; S — общая площадь шлифа. При отсутствии ориентировки коэффициент C близок к нулю. Чем выше ориентированность частиц, тем C ближе к 100%. Определение световых потоков производится с помощью фотоэлектрической микронасадки ФМЭ-1. При U равном 100% вся порода составлена микроблоками с аксиальной ориентировкой. Измерение площадей блоков производится окулярной линейкой или микронасадкой ФМЭ-1.

Для полуколичественной оценки микротекстуры глинистых пород рентгеновским методом из образца вырезают два шлифа толщиной 0,5—1 мм во взаимно перпендикулярных направлениях. Анализируется ориентация двух кристаллографических направлений «001» и «0к0—0h0», т. е. распределение интенсивностей по кольцу. В общем случае для получения полной картины ориентации монокристаллов (микроблоков) в пространстве следует получить серию рентгенограмм, поворачивая образец на 90° по отношению к рентгеновскому лучу. Если направление оси ориентации известно, то при аксиальном типе текстуры Ц. М. Райтбург, А. М. Царева,

Методы изучения текстур

Текстуры	Методы изучения	Получаемая информация
Макротекстуры	Полевое описание пород в естественных обнажениях или в керне глубоких скважин	Общее представление о характере макротекстурного облика пород
Мезотекстуры	В шлифах или под лупой большого увеличения	Определение характера чередования слоев разного минерального и гранулометрического состава
Микротекстуры	В шлифах по характеру агрегатного погасания С помощью специальной рентгеновской съемки	Определение коэффициента ориентированности и относительной упорядоченности микротекстуры Полуколичественная оценка пространственного расположения частиц глинистых минералов (монокристаллов)

В. В. Пономарев (1968 г.) предлагают ограничиться снимками образца в двух положениях: при одном — ось ориентации перпендикулярна к направлению рентгеновского луча, при другом — параллельна ему.

В табл. 4.18 показан пример полуколичественной оценки микротекстуры глинистых пород, выполненной по описанной методике для пород-порышек газовых залежей на севере Тюменской области.

Таблица 4.18

**Полуколичественная оценка микротекстуры глинистых пород
рентгеновским методом**
(Т. Т. Клубова, 1972 г.).

Площадь, номер скважины, глубина отбора образца (м)	Микротекстурные показатели		Микротекстура
	Параллельно напластованию	Перпендикулярно к напластованию	
Алясовская, 20, 1228—1230	C, % α°	C, % α°	Аксиальная, почти идеальная
	Г — 33 18	1 90	
Сысконсыньинская, 273, 1534—1535	К — 2 18	1 90	Аксиальная, у каолинита больше угол разброса
	Г — 10 10	1 90	
Верхнекондинская, 7, 1820—1826	К — 10 15	1 90	Аксиальная, у каолинита упорядоченность значительно ниже, чем у гидрослюд
	Г — 10 12	1 90	
	К — 3,5 17	1 90	

Примечание: $C = J_{\max} / J_{\min}$ — показатель упорядоченности, т.е. соотношение максимальной и минимальной интенсивностей на кольце рентнограммы 001 (интенсивность оценивается визуально по десятибалльной шкале); α — угол разброса нормалей (градус), характеризуется половиной угловой области по кольцу рентнограммы, в пределах которой $J_{\min}^{001} > 0,75 / J_{\max}^{001}$; Г — гидрослюда, К — каолинит.

**Количественные рентгеновские методы изучения
микротекстур глинистых пород**

(по данным Г. К. Бондарика, А. М. Царевой, В. В. Пономарева, 1975 г.)

Метод	Получаемая информация	Примечания
Прямых полюсных фигур	Пространственное распределение микроблоков и микроагрегатов глинистых минералов, а также выходов осей их ориентации	Нельзя применять, если неизвестны или сложны типы ориентировки глинистых частиц и агрегатов
Сечений полюсных фигур (частный случай метода прямых полюсных фигур)	Пространственное распределение частиц и агрегатов минералов глин	То же ограничение; предполагается, что ось ориентации известна
Обратных полюсных фигур	Характер микротекстуры в выбранном сечении образца и распределение осей в исследуемом объекте	Для получения пространственной картины ориентации необходимо строить несколько обратных полюсных фигур; если микротекстура аксиальная, достаточно одной
Дифрактометрический	Общая характеристика микротекстуры	Сравниваются высоты или площади дифракционных пиков для оценки преимущественной ориентации

В последние годы стали широко применяться количественные рентгеновские методы изучения микротекстурных характеристик пород, которые можно разделить по полноте получаемой информации (табл. 4.19).

Совместное нахождение в одной породе частиц разного минерального и гранулометрического состава приводит к возникновению сложных мезо- и микротекстур. Фильтрационная характеристика пород тесно связана с их текстурным обликом. Так, при одинаковом минеральном составе и количестве алевритовой примеси, а также равной пористости, проницаемость глинистых пород разного текстурного облика резко различна. Проницаемость глин с линзовидно-слоистыми мезотекстурами в 3—5 раз выше проницаемости пород с беспорядочными мезотекстурами.

Различие в фильтрационных характеристиках пород с разными текстурами обусловлено тем, что зоны текстурного сочленения микроблоков глинистых минералов, действующих как один монокристалл, микролинз и слойков алевритового материала, стяжений карбонатных минералов и ОВ образуют уже не поры, а полосы повышенной проницаемости. Здесь необходимо отметить одну особенность. У пород с беспорядочными (массивными) мезотекстурами фильтрационные свойства во всех направлениях одинаковы, тогда как при слоистых мезотекстурах и аксиальных микротекстурах в породах фиксируется анизотропия фильтрационных характеристик.

Иллюстрацией вывода о том, что ослабленные зоны — это основные пути миграции жидкостей и газов через глинистые породы, т. е. основа их емкостей, служат эксперименты по прорыву газа, осуществленные А. А. Ханиным в 1968 г. Прорыв газа фиксировался по пузырькам, поднимающимся от торцевой поверхности образца через толщу керосина. Газовые пузырьки шли не сплошным потоком разной интенсивности, как это было бы при прорыве по поровым каналам разного размера, а сериями или одиночно, из одной точки или двух-трех сразу.

Прорыв сериями, наблюдаемый в этом эксперименте, а также в экспериментах, осуществленных в ИГиРГИ, свидетельствует о наличии в глинистых породах разного текстурного облика ослабленных участков, разъединяющихся при миграции под давлением, которое создается мигрирующими углеводородными компонентами, в данном случае газа. Именно эти участки наряду с поровыми каналами являются основными путями, по которым возможно движение жидкостей и газов через глинистые породы. Однако используемые в настоящее время методы определения структуры порового пространства глинистых пород не позволяют замерять размеры ослабленных зон, так как все они закрываются после снятия давления.

Как видно из изложенного, поровое пространство пород является компонентом их текстуры. Поры и поровые каналы разных конфигурации и размера и зоны текстурного сочленения составных частей пород в сумме характеризуют фильтрационные свойства пород. Но если определение суммарного объема пор и классификация пор по размерам возможны с помощью как традиционных, так и новейших физических и физико-химических методов, то определение протяженности ослабленных зон возможно только с использованием минералого-петрографических методов по шлифам и частично по снимкам, полученным на РЭМ.

Полная (абсолютная) и открытая пористость определяются объемным методом Преображенского и весовым методом Мельчера. Известным методом изучения порового пространства глинистых пород является метод вдавливания ртути — одна из модификаций метода капиллярных давлений, который основан на использовании капиллярных свойств пористой среды. Опыты по вдавливанию ртути А. А. Ханин в 1969 г. проводил на порометрической установке, состоящей из порометров низкого и высокого давлений. Метод основан на изучении внедрения ртути в вакуумированные образцы под действием внешнего давления. В ходе опыта фиксируется меняющееся соотношение между давлением и насыщенностью породы ртутью.

Результаты опытов изображаются на кривых зависимости капиллярных давлений от насыщенности (рис. 4.9), по которым затем строятся функции распределения объемов поровых каналов по размерам (Дж. Амикс, Д. Басс, Р. Уайтинг, 1962 г.; А. А. Ханин, 1969 г.). Затем, используя известную формулу Лапласа, вычисляют диаметры поровых каналов. В рабочем интервале давлений от 0,1 до 200 МПа ртуть проникает в поры диаметром от 3 до 0,01 мкм. Минимальный диаметр поровых каналов, который можно дифференцировать с помощью этого метода, составляет 0,01 мкм.

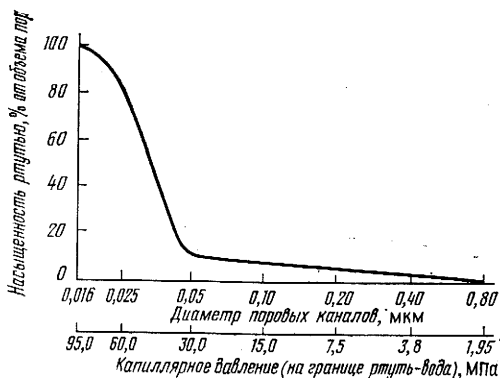


Рис. 4.9. Зависимость между капиллярным давлением и насыщенностью пород ртутью. Газли, скв. 29, глубина 1000—1005 м. По А. А. Ханину, 1969 г.

Среди методов исследования порового пространства глинистых пород можно назвать физико-химический метод с помощью аппарата «Сорптоматик» фирмы «Карло Эрба» (Италия). На этом приборе определяют величину удельной поверхности, объем пор и их распределение в твердых веществах. Основной принцип метода — измерение изотерм физической адсорбции и десорбции азота. Используется статико-волюметрический метод, который дает возможность определять объемы адсорбированного и десорбированного газов измерением давления, возникающего при адсорбции или десорбции определенного объема азота.

Представляет интерес метод изучения структуры порового пространства глинистых пород, разработанный сотрудниками ИГиРГИ Р. А. Кобышевой и А. П. Розниковой в 1975 г. По этой методике на недолечатанных фотографиях, полученных на РЭМ, тушью обводятся поры. Обработанные таким образом фотографии обсчитываются на электронном вычислительном устройстве «Квантимет-720», на котором определяются площадь пор, средний размер хорд пор, удельная поверхность (количество пересечений растровых линий с контурами пор, приходящееся на единицу секущей, т. е. на 1 мм), распределение пор по размерам и ориентировка пор и трещин.

Изучение формы и размеров пор по снимкам со сканирующего микроскопа проводилось также в МГУ Е. М. Сергеевым, Г. Г. Ильинской, Р. А. Бочко в 1970 г., где был разработан метод расчета, основанный на микрофотометрировании негативов с последующей обработкой результатов на электронно-счетной машине. Установлено, что с ростом уплотняющей нагрузки в пластах происходит максимальное закрытие пор размером более 25 мкм и увеличение количества пор размером менее 25 мкм. В глинах одинакового состава и генезиса меньший размер пор характерен для более древних пород.

Основа строения порового пространства, которое является составной частью текстурного облика пород, закладывается в седиментогенезе, когда для глин характерна влажность до 80—90 %. При литификации они теряют огромное количество воды, что приводит к изменению их физических свойств: они постепенно превращаются в плотную породу. Н. Б. Вассоевич (1960 г.) выделил четыре стадии уплотнения глин: свободного, затруднен-

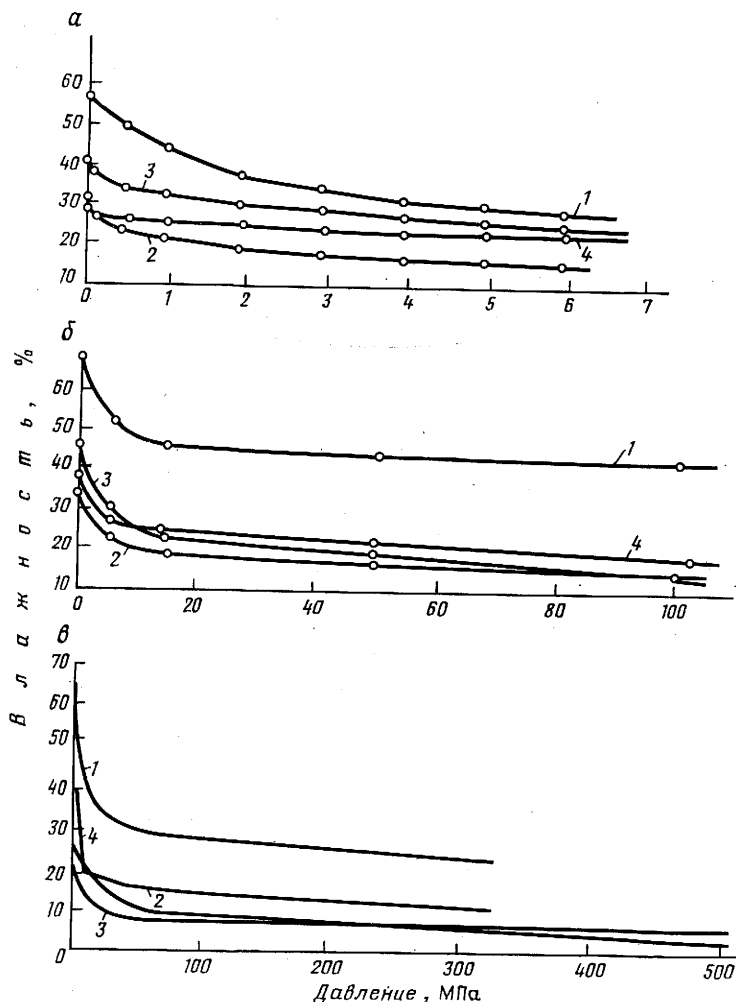


Рис. 4.10. Изменение влажности глин с уплотнением при нагрузках до 7 МПа (а), до 100 МПа (б), до 500 МПа (в). По В. Д. Ломтадзе.

Глины: 1 — бентонитовая; 2 — кембрийская; 3 — каолинитовая; 4 — маршаллит

ного, сильно затрудненного и весьма сильно затрудненного. Уменьшение влажности под давлением вышележащих отложений влечет за собой изменение пористости глин и в первую очередь открытой пористости, т. е. сокращается количество тех пор, по которым возможно движение жидкостей и газов. Для глин на стадии свободного уплотнения пористость составляет от 60 до 85 %, а на стадии затрудненного — от 35 до 45 %.

Однако пористость глин при уплотнении зависит не столько от нагрузки, сколько от их минерального состава и постседиментационных преобразований. Зависимость уплотняемости глин от их минерального состава

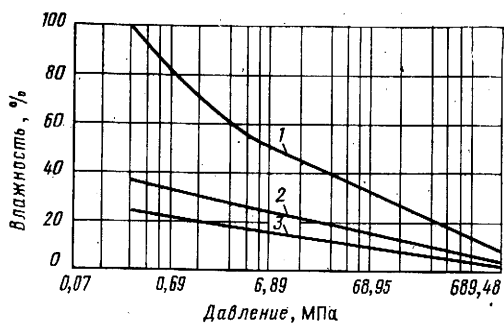


Рис. 4.11. Зависимость между влажностью и давлением для монтмориллонитовых (1), иллитовых (2) и каолиновых (3) глин. По Г. В. Чилингару и Л. Найту, 1960 г.

отчетливо видна на рис. 4.10. Анализ графиков показывает, что потеря воды глинами происходит в три стадии: при давлении до 20 МПа идет энергичное выделение воды (причем тем интенсивней, чем выше ее исходное содержание), при давлении до 50 МПа вода выделяется очень медленно, а в интервале 50—300 МПа происходит медленное отжатие дополнительных небольших порций воды. Начиная с давления в 300 МПа, кривые изменения влажности для всех глин идут почти параллельно, за исключением каолиновой глины, влажность которой на этом участке уменьшается почти вдвое (с 6—7 до 3—4 %). Труднее всего вода отжимается из бентонитовой глины, которая только на первой стадии отдает значительное количество содержащейся в ней воды. Специфика изменения влажности у монтмориллонитовых глин (бентонитов) на первой и последующих стадиях четко фиксируется и на графиках изменения влажности в зависимости от давления (рис. 4.11). По данным В. Д. Ломтадзе (1953 г.), при давлении 300 МПа в бентонитовой глине остается еще около 20 % воды.

Изменение влажности глин при седиментогенезе и диагенезе вызывает перестройку текстурного облика глин. Меняется взаимная ориентация микроблоков и микроагрегатов глинистых минералов относительно как друг друга, так и неглинистой составляющей пород. Выявлено два типа текстурных изменений на стадии диагенеза в водонасыщенных глинах при одноосном сжатии (А. М. Царева, В. В. Пономарев, А. М. Ахпателов, 1968 г.). Изменения первого типа вызываются сжимающими напряжениями, которые улучшают пространственную ориентацию частиц и приближают текстуру породы к аксиальной. Этот процесс имеет максимальное развитие в центре и минимальное — у торцов. Второй тип изменения текстуры вызывается касательными напряжениями. Исходная текстура разрушается, составные части пород изменяют ориентацию, приспособившись к направлению разрушения образца. Глинистые агрегаты на контактах с алевроитовым материалом испытывают максимальные напряжения и сдвигаются в сторону от концентраторов напряжений.

Влияние катагенеза на текстуры глинистых пород иллюстрируется результатами экспериментов на образцах огланлинского бентонита, подвергнутых испытаниям при различных объемных напряженных состояниях. Естественная влажность образцов 12,5 %. Анализ исходного (рис. 4.12, а) и деформированного при объемном напряжении 50 МПа и 20 °С

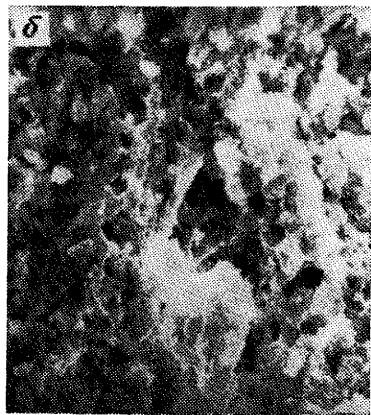


Рис. 4.12. Микрофото с РЭМ огланлинского бентонита, ув. 1100.

a — исходный образец; образцы, деформированные при разных объемных напряжениях и температуре: *б* — 50 МПа и 20 °С; *в* — 200 МПа и 20 °С; *г* — 50 МПа и 200 °С

(рис. 4.12, *б*) образцов показывает, что исходные объемные частицы становятся более плоскими, исчезает их тонкая скульптура, происходит дальнейшее упорядочение первичной текстуры, локализуются микроблоки. Еще отчетливее эти изменения заметны на образце, деформированном при σ_0 200 МПа (рис. 4.12, *в*). В образце, деформированном при 200 °С и при нагрузке в 50 МПа (рис. 4.12, *г*), получила дальнейшее развитие тенденция к разьединению микроблоков и упорядочению текстуры, хотя невозможно добиться для монтмориллонитовых глин получения идеальных аксиальных текстур из-за большого содержания глины структурированной воды, обусловленного высокой дисперсностью минералов монтмориллонитовой группы. Необходимо подчеркнуть, что температура поэтому в большей степени влияет на преобразование текстурного облика этих глин и развитие

Таблица 4.20

Механические свойства глинистых пород, текстурированных с органическим веществом второго типа

Интервал отбора образца, м	Прочность при сдавливании, МПа	Предел текучести, МПа	Коэффициент пластичности	Модуль упругости по штампу, 10^{-7} МПа
2764—2770	5,2	3,5	2,3	6,0
2740—2749	5,5	3,3	2,0	8,8
2749—2764	3,8	3,0	1,6	5,7
2775—2779		2,4	1,0	6,5

Примечания. 1. Предел текучести определяет условия нарушения упругой устойчивости. 2. Коэффициент пластичности показывает способность пород сопротивляться росту напряжений, приводящих к разрушению.

3. Величина модуля упругости при совместной деформации разных по свойствам пород определяет, в каких раньше возникнут остаточные явления (Н. Н. Павлова, 1970 г.).

ослабленных зон, чем давление. Как уже указывалось, контакт глинистого вещества с неглинистыми минералами приводит к образованию не пор, а полос повышенной проницаемости, что и фиксируется на рис. 4.12 г, где виден новообразованный кристал кварца. Именно эти полосы разъединяются под влиянием повышенных температуры и давления и служат путями для движения нефти и газа.

Структура порового пространства природных глин существенно меняется под влиянием такого важного фактора катагенеза, как глубина залегания.

По мере погружения пород значительно уменьшается общий объем порового пространства, который на глубинах свыше 3 км становится ничтожно малым, и уменьшаются размеры поровых каналов.

В формировании текстурного облика пород и структуры их порового пространства (т. е. в формировании экранирующих свойств глинистых покрывок) существенная роль принадлежит ОВ. По классификации Т. Т. Клубовой, разработанной в 1968—1970 гг., рассеянное ОВ делится на три типа.

Первый тип ОВ — углефицированные растительные остатки, лишённые подвижных компонентов, не участвуют в формировании свойств глинистых пород-покрывок, а служат лишь матрицей, по которой образуются такие аутигенные минералы, как пирит, сидерит, анатаз, графит.

Органическое вещество второго типа — растительные остатки со значительным количеством гидролизуемых компонентов — способствует образованию характерных для пород-покрывок слоистых или петельчатых мезотектур. Покрывки с такими мезотекстурами обладают повышенной прочностью и пониженной проницаемостью в направлении, перпендикулярном к напластованию (табл. 4.20).

Третий тип — это ОВ, сорбированное глинистыми минералами, которое снижает проницаемость и повышает прочность пород-покрывок, не влияя на пластичность пород. Изменение размеров пор в результате сорбции ОВ констатируется по микрофотографиям ненарушенных сколов как

Влияние сорбции ОВ на размер пор породы

Образец	Объем пор от объема породы, %	Средняя хорда пор, мкм
Монтмориллонитовая глина ¹		
Исходный	21,10; 22,65	7,3; 2,7
С бурым углем	21,74; 23,00	6,5; 2,7
С синезелеными водорослями	17,25; 19,37	5,5; 2,3
Каолинитовая глина ²		
Исходный	15,86; 20,13	3,92; 1,97
С олеиновой кислотой	10,04; 10,66	4,24; 1,54

¹ Цифры в графах для увеличения 360 и 1200 (слева — направо).

² То же для увеличения 300 и 1000.

природных глинистых пород-покрышек, так и экспериментальных образцов, полученным на сканирующем электронном микроскопе и обчисленным на электронном вычислительном устройстве «Квантмент-720». Таким образом, сорбированное ОВ служит как бы цементом, сокращающим размер пор пород-покрышек, в первую очередь мелких. На микрофотографиях экспериментальных образцов прежде всего бросается в глаза резкое сокращение крупных пор, которые либо закрылись полностью, либо сильно сузились. Сами частички стали крупнее и плотнее, мелкие кристаллики почти полностью исчезли. Уменьшение размера пор особенно значительно, когда ОВ относится к третьему типу (олеиновая кислота, синезеленые водоросли), и меньше, когда ОВ содержит значительное количество компонентов, неспособных сорбироваться глинистыми минералами (бурый уголь) (табл. 4.21).

Наряду с минеральным составом породы и содержащимся в ней ОВ при формировании экранирующих свойств глинистых пород, таких, как набухаемость, уплотняемость и т. д., большое значение имеют поровые воды. Поровая вода является сравнительно низкотемпературной и удерживается глинистыми породами до температуры 100—150 °С. Температура удаления воды тем выше, чем выше концентрация растворенных в ней компонентов. Поровая вода находится в порах глинистых пород, на поверхности и по краям отдельных микроблоков и микроагрегатов, слагающих глины; к ней относится также и межслоевая вода, обуславливающая набухание монтмориллонитов и деградированных гидрослюд.

Для воды, находящейся на поверхности глинистых частиц, характерна, как считают О. Я. Самойлов (1957 г.) и Г. В. Бокий (1961 г.), энергетическая неоднородность, обусловленная особенностями строения самой воды. Порядок в расположении молекул воды относительно глинистых блоков и агрегатов сравнительно быстро нарушается при увеличении расстояния между ними. Поэтому для оценки роли воды в формировании экранирующих свойств пород-покрышек важным является пред-

ставление о структурированном состоянии того слоя, который контактирует с поверхностью частиц, и о роли катионов с различной плотностью заряда в сохранении структуры водных молекул. Увеличение концентрации электролитов в поровом растворе сопровождается уменьшением количества сорбированной глинистыми минералами воды, т. е. улучшением их прочностной и ухудшением экранирующей характеристик. Солевой состав поровых вод также отражается на числе и расположении водных молекул, тесно связанных со структурными единицами поверхности глинистых частиц, а также на характере ионов, занимающих обменные позиции глинистых минералов.

Обменные ионы играют ведущую роль в образовании водных облаков вокруг микроагрегатов и микроблоков минералов монтмориллонитовой группы и сравнительно небольшую — минералов каолинитовой группы. Минералы группы гидрослюд занимают промежуточное положение. Число и расположение ориентированных водных молекул связано обратной зависимостью с количеством калия в обменных позициях гидрослюд: чем меньше калия, тем больше водных молекул находится вокруг гидрослюдистых частиц и тем в меньшей степени они организованы. Поэтому минералы монтмориллонитовой группы будут по-разному связывать водные молекулы в зависимости от того, какой обменный ион находится в его обменных позициях, т. е. будут иметь различное количество структурированной воды и разного вида ее организацию. Монтмориллониты, содержащие в обменных позициях кальций и магний, образуют крупные микроблоки и микроагрегаты, между которыми содержится мало воды, и молекулы воды располагаются в строго определенном порядке. Вследствие этого глины, сложенные кальциевым и магниевым монтмориллонитом, будут иметь лучшие прочностную и фильтрационную характеристики, чем глины, сложенные натриевым монтмориллонитом (средние значения предела текучести соответственно равны 0,20 и 1,13 МПа).

Таким образом, формирование экранирующих свойств глинистых пород-покрышек происходит под влиянием взаимодействия в процессе образования и существования пород таких важных компонентов, как минеральный состав, структурно-текстурные особенности ОВ и поровые воды.

Ниже приводится классификационная схема, взаимно связывающая генезис текстур, стадии литогенеза и свойства глинистых пород как покрышек (табл. 4.22). Общая характеристика, дополненная цифровым материалом, служит основой для создания классификации глинистых пород (с примесью терригенного и карбонатного материала), увязывающей свойства глинистых пород с их способностью пропускать через себя жидкости и газы (табл. 4.23).

Существует более десятка классификаций пород-покрышек, в которых в качестве классификационного признака использованы различные свойства глинистых пород: содержание глинистой примеси (Т. В. Антонова, 1966 г.), проницаемость и емкость поглощения (Б. В. Филиппов, 1964 г.), литологическая неоднородность и выдержанность по простиранию (Г. Э. Прозорович, 1970, 1972 гг.), диаметр пор и суммарный коэффициент диффузии (И. Н. Ушатинский, 1973, 1978 гг.), вероятность образования «литологических окон» (И. П. Мясникова, 1973 г.), физические

Классификация текстур глинистых, глинисто-алевритовых и глинисто-карбонатных пород
(Т. Т. Клубова, 1980 г.)

Мезотекстуры				Микротекстуры			
Слоистые		Неслоистые		Ориентированные (аксиальные)		Неориентированные	
С органическим веществом	С терригенными и карбонатными минералами	С органическим веществом	С терригенными и карбонатными минералами	Идеальная аксиальная	С небольшим углом разброса нормалей	Мозаичная	Беспорядочная
Седиментационные, редко диагенетические		Существенно седиментационные		Диагенетические и катагенетические		Седиментационные	
Повышенная прочность в направлении, перпендикулярном к напластованию		Прочность практически одинакова во всех направлениях; текстуры с терригенными и карбонатными минералами придают породе большую прочность, чем породы с ОВ		Прочность низкая, наибольшая в направлении, параллельном оси ориентации		Прочность низкая, во всех направлениях одинаковая	
Хорошо экранируют залежи при вертикальной миграции	Покрышки средние	Покрышки с неслоистыми текстурами обладают лучшими экранирующими свойствами, чем слоистые		Экранирующие свойства высокие, более высокие у глин с неориентированными текстурами; породы пригодны для сохранения газовых залежей с АВПД			

Классификация глинистых, глинисто-алевритовых и глинисто-карбонатных пород по экранирующим свойствам
(Т. Т. Клубова, 1980 г.)

Группы	Мезотекстуры и микротекстуры	Количество сорбированного ОВ, %	Примесь алевритового и карбонатного материала, %	Изолирующие качества покрышек		
				Способность к трещинообразованию, 1/м	Давление прорыва, МПа	Газопроницаемость при всестороннем давлении 1 МПа, 10^{-15} м ²
I	Массивные и беспорядочные	Более 20 20—15	Менее 1 До 5	10	5—8	$2 \cdot 10^{-7}$
II	Существенно слоистые и аксиальные	15—10 10—5	5—15 15—30	10—25	5—1	$2 \cdot 10^{-7}—0,001$
III	Слоистые и аксиальные с высокой степенью упорядоченности	Менее 5 Отсутствуют	30—40 40—50	25—30	>1	>0,001

параметры — максимальный размер пор, проницаемость и давление прорыва газа (А. А. Ханин 1968, 1972 гг.). Разнообразие классификационных критериев объясняется разным подходом исследователей к изучению пород-покрышек, которое проводилось в основном в трех направлениях: общегеологическом, минералого-петрографическом и физическом (оценка качества покрышек с помощью физических методов).

Общегеологический подход широко используется при изучении условий формирования нефтяных месторождений (В. П. Савченко, А. Л. Козловым, Г. Х. Дикенштейном, Г. А. Аржевским, В. П. Строгановым и др.), а также при установлении их связи с крупными тектоническими элементами, нефтегазоносностью региона и т. д. (А. А. Бакировым, Э. А. Бакировым, Р. И. Быковым, В. Д. Наливкиным, И. П. Жабревым, В. И. Тереховой, В. В. Семеновичем и др.)

В минералого-петрографическом аспекте, связанном с изучением минерального состава, структурно-текстурных особенностей, условий образования и существования пород-покрышек и их поведения в различных термодинамических условиях породы изучались П. П. Авдусиным, Т. Ф. Антоновой, Т. И. Гуровой, Б. В. Филипповым, Т. Т. Клубовой, А. А. Ханниным, К. А. Абдурахмановым, В. М. Лазаревой, Г. Э. Прозоровичем, И. Н. Ушатинским, И. Д. Зхусом, С. Г. Саркисяном, Д. Д. Котельниковым и др.

С помощью физических методов А. А. Ханин, Н. Н. Павлова, Г. М. Авчан и др. исследовали структуру порового пространства пород-покрышек, их деформационно-прочностные характеристики и структурное положение водных молекул на поверхности минералов.

Наиболее полной классификацией, которая суммирует большую часть

Таблица 4.24
Классификация слабопроницаемых пород-покрышек
 (Э. А. Бакиров, 1969 г.)

Класс	Характеристика
-------	----------------

А. По площади распространения

Региональные	Распространены в пределах: нефтегазонасной провинции или большей ее части нефтегазонасной области или большей ее части зоны или района нефтегазонакопления отдельных местоскоплений
Субрегиональные	
Зональные	
Локальные	

Б. По соотношению с этажами нефтегазонасности

Межэтажные	Перекрывают этажи нефтегазонасности в мн-ноэтажных или разделяют их в полиэтажных местоскоплениях Разделяют продуктивные горизонты внутри этажа нефтегазонасности
Внутриэтажные	

В. По литологической характеристике

Однородные глинистые галогенные карбонатные	Состоят из литологически однородных пород Состоят из пород с разной литологией, не имеющих четко выраженной слоистости Состоят из чередования прослоев различных литологических разностей пород
Неоднородные смешанные: песчано-гли- нистые, глинисто-карбо- натные, терригенно-гало- генные и т. д.	
расслоенные	

Г. По экранирующей способности (по А. А. Ханину, 1969 г.)

Группа	Экранирующая способность	Абсолютная проницаемость по газу, м ²	Давление прорыва газа, МПа
А	Весьма высокая	10—21	12,0
В	Высокая	10—20	8,0
С	Средняя	10—19	5,5
D	Пониженная	10—18	3,3
E	Низкая	10—17	0,5

важных для характеристики покрышек деталей, является классификация Э. А. Бакирова (табл. 4.24), в которую в качестве составной части входит оценочная шкала экранирующих свойств пород А. А. Ханина (табл. 4.25). Для определения литологической характеристики покрышек используются коэффициент неоднородности $\Pi_n = \Sigma V_h / V$ (ΣV_h — суммарный объем проницаемых пород, содержащихся в покрышке; V — объем покрышки) и коэффициент расслоенности $\Pi_p = \Sigma h_{np} / H$ (Σh_{np} — суммар-

Оценочная шкала экранирующей способности
глинистых пород по основным физическим параметрам
(по А. А. Ханину, 1972 г.)

Группа флюидопоров	Максимальный размер пор, мкм	Проницаемость, мкм ²	Давление прорыва газа, МПа
A	0,01—0,05	10^{-9}	10,0
B	0,02—0,1	10^{-9} — 10^{-8}	10,0—5,5
C	0,05—0,2	10^{-8} — 10^{-7}	5,5—2,0
D	0,1—0,6	10^{-7} — 10^{-6}	2,0—0,7
E	0,1—1,0	10^{-6} — 10^{-5}	0,7—0,3
F	1	10^{-5}	0,3

ная мощность проницаемых пород, расслаивающих покрывку; H — мощность покрывки в целом). Шкала А. А. Ханина базируется на данных о давлении прорыва газа, значения которого, по данным В. П. Савченко, примерно на 30 % больше давления в природных условиях.

Как известно, трещиноватость играет большую роль в формировании фильтрационных свойств глинистых пород на больших глубинах и в зонах активного тектогенеза. В связи с этим Н. Н. Павловой с сотрудниками было проведено значительное число экспериментов, моделирующих поведение глин в этих условиях. Исходя из того что способность пород к трещинообразованию зависит от комплекса механических свойств, была рассчитана объемная плотность трещин по механическим свойствам пород при неравномерном объемном сжатии (табл. 4.26).

Суммируя все сказанное о глинистых породах-покрывках нефтяных и газовых залежей, отметим, что для надежного прогнозирования качества пород как покрывшек необходимо иметь сведения об их минеральном составе, структурно-текстурных особенностях, количестве и типе ОВ, выдержанности по простиранию, мощностях, деформационно-прочностных свойствах, особенно об их способности к трещинообразованию. Особенно важно знать следующие количественные показатели (по В. Н. Дахнову):

1) диффузионно-адсорбционная активность, близкая к ее предельному значению 70 мВ;

2) низкое электрическое удельное сопротивление, обычно не превышающее 3 Ом·м и соответствующее электрическому сопротивлению однородной пелитовой массы с высокой степенью набухаемости;

3) повышенная гамма-активность, превышающая 6 нкг-экв Ра/м³, созданная преимущественно гамма-излучением калия и урана-радия;

4) время, соответствующее интервальному времени пробега упругих волн в однородных хорошо уплотненных глинах с высоким водосодержанием (по данным нейтронных методов) и исчезающе малым ядерным магнитным резонансом.

Чем ближе физические свойства изучаемых пород к указанным, тем при меньшей мощности такая порода может служить покрывкой продуктивных газоносных и нефтеносных коллекторов. При этом требования к петрофизическим характеристикам покрывшек коллекторов нефти суще-

**Схематическая шкала предрасположенности глинистых пород
к трещинообразованию по деформационно-прочностным
показателям**

(Н. Н. Павлова, 1972 г.)

Группа пород	Предрасположенность к возникновению трещин	Модуль упругости, 10^{-7} МПа	Коэффициент пластичности	Расчетная объемная плотность трещин, 1/м
I, глины II, глины III, глины аргиллитоподобные и аргиллиты	Малая Средняя Большая	0,05 0,03—0,1 0,05—0,1	3 3—2 2	8—10 10—25 <25

ственно ниже, чем к покрышкам коллекторов газа. В последнем случае они особенно ужесточаются в районах с аномально высоким пластовым давлением. Частичное насыщение покрышек газом может существенно повысить интервальное время и снизить нейтронную поглощающую активность, что указывает на ухудшение качества покрышки и необходимость увеличения ее мощности. Эти же изменения могут говорить также о возможном залегании продуктивного пласта под покрышкой.

Карбонатные породы-покрышки

Среди карбонатных пород, экранирующих залежи нефти и газа в различных отложениях, и в частности в отложениях терригенного комплекса нижнего карбона и карбонатного комплекса нижнего и среднего карбона Волго-Уральской области, преобладают микро- и тонкозернистые известняки массивной или слоистой мезотекстуры, а также глинистые известняки (с содержанием глинистой составляющей до 40 %) и глины сильно известковистые (с содержанием глинистой и карбонатной частей примерно по 50 %). Для двух последних разновидностей наиболее характерны массивные мезотекстуры, в которых глинистое и карбонатное вещество образуют однородную массу.

Все известняки в той или иной мере доломитизированы. Количество доломита и форма его выделения в известняках варьируют в широких пределах. Доломит различается также по условиям образования, однако большая часть его образовалась в диагенетическую стадию.

Часто карбонатные породы-покрышки содержат ОВ, которое накапливалось в них на стадии седиментации, одновременно с накоплением самого карбонатного осадка. Представлено ОВ как обрывками растительного материала различного размера, сохраняющего в отдельных случаях остатки клеточного строения, так и захороненными продуктами органической жизни, протекавшей в водоеме. Погребенное в минеральной массе карбонатного осадка ОВ этих двух крупных групп преобразуется

по-разному в зависимости от того, в каком виде оно находится. Превращения ОВ находят отражение в образовании аутигенных минералов. По воздействию на физико-химическую среду осадка, имеющему следствием аутигенное минералообразование, ОВ карбонатных пород Т. Т. Клубова разделила на три типа, подобно тому, как это сделано ею для глинистых пород.

В отличие от терригенных и глинистых пород, в карбонатных отложениях на органическом веществе первого типа не констатировано образование графита, что свидетельствует, по-видимому, о меньшей длительности стадии диагенеза в карбонатных породах.

Диагенетическое уплотнение карбонатных осадков за счет частичного обезвоживания сопровождается преобразованием ОВ второго типа. На первых этапах происходит выделение гидролизуемых компонентов, переходящих в осадок и создающих вокруг участка с материнским ОВ своеобразный ареал, размер которого контролируется свободным пространством между карбонатными частицами. В отличие от глинистых пород, лишь незначительная часть гидролизуемых компонентов сорбируется карбонатными минералами вследствие их невысокой сорбционной емкости.

Прочность связи между органическими ионами и карбонатными минералами колеблется в широких пределах, зависящих от характера сил, обеспечивающих эту связь: кулоновские силы взаимодействия разнозаряженных частиц или силы Ван-дер-Ваальса (зависящие от размеров органических ионов или даже молекул). Чем мельче кристаллы карбонатных минералов и чем менее совершенна их кристаллическая структура, тем больше органических ионов может быть сорбировано их активными участками. Мелкие же кристаллы карбонатных минералов, не имеющие дефектов в структуре, способны сорбировать органические молекулы, но в этом случае действуют только силы Ван-дер-Ваальса, благодаря которым органические молекулы как бы обволакивают кристаллы карбонатных минералов. Сорбция карбонатными минералами органических ионов и молекул повышает их пластичность.

На заключительных этапах диагенеза ОВ второго типа (гумусовой его части) происходит разрыв кислородных связей, сопровождаемый выделением значительного количества углекислоты, которое, в свою очередь, приводит к растворению карбонатного материала. В образующиеся пустоты мигрируют новообразованные продукты изменения ОВ.

В течение всей диагенетической стадии происходит приспособление седиментогенных карбонатных минералов к условиям диагенеза. По данным Т. Т. Клубовой и Г. И. Сурковой, опубликованным в 1979 г., в результате этого процесса увеличивается размер карбонатных минералов (перекристаллизация), в отдельных случаях образуется доломит, изменяется кристаллическая структура и состав минералов: арагонит переходит в кальцит, кальцит высокомагнезиальный — в низкомагнезиальный, арагонит и кальцит — в доломит и т. д.

Новообразование доломита резко ухудшает экранирующие свойства карбонатных и глинисто-карбонатных пород-покрышек из-за низкой обменной емкости его. Это ухудшение тем отчетливее, чем крупнее новообразованные кристаллы доломита. Вокруг крупных стяжений и отдель-

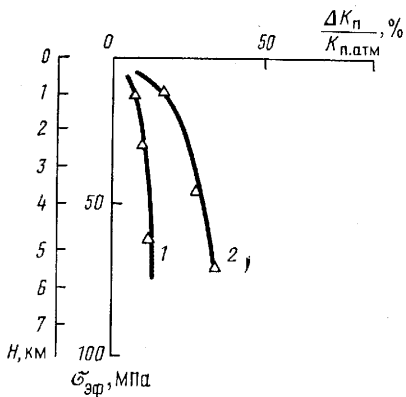


Рис. 4.13. Зависимость изменения коэффициента пористости $\Delta K_{п}/K_{п.атм}$ мелкозернистых известняков от эффективного напряжения $\sigma_{эф}$ при температуре 20 °С для $K_{п}$ 5,1 % (1) и 1,8 (2). По Н. Н. Павловой

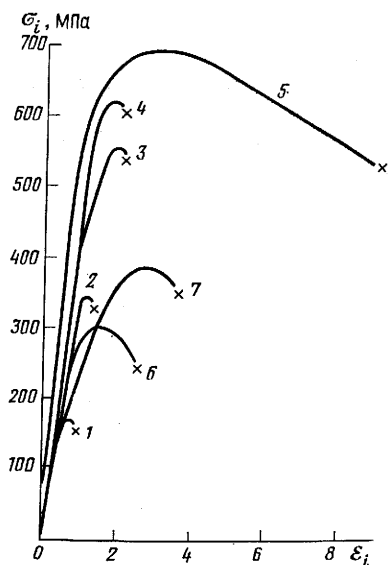


Рис. 4.14. Диаграмма деформаций мелкозернистого известняка при неравномерном трехосном сжатии (Н. Н. Павлова, 1970 г.). Эффективное напряжение, МПа: 1—0,1; 2—50; 3—90; 4—120; 5—200 (1—5 при 20 °С); 6—50 (при 100 °С); 7—100 (при 200 °С)

ных кристаллов доломита, возникших в результате диагенетического перераспределения вещества, образуются участки повышенной проницаемости как результат сочленения минеральных образований с различной обменной емкостью.

Литификация карбонатного осадка служит естественным рубежом, по Г. И. Сурковой (1971 г.), который делит постседиментационную историю карбонатных пород на диагенез и катагенез.

Этап преобразования органических и минеральных частей карбонатной породы, протекающего в условиях уменьшающегося количества воды, заканчивается литификацией осадка. Катагенетическое преобразование возникшей породы будет идти различными путями в зависимости от присутствия или отсутствия в ее составе глинистых и органических компонентов. В тонкозернистой карбонатной породе без глинистой и органической примесей изменение пористости под действием внешнего давления практически не происходит до глубин около 5 км (рис. 4.13). Однако повышение температуры даже при небольшом давлении приводит, по данным Н. Н. Павловой (1975 г.), к некоторому разуплотнению карбонатных пород, которое тем выше, чем тоньше материал, слагающий породу. Этот эффект объясняется тем, что тонкозернистая карбонатная масса становится более пластичной под влиянием температуры. Экранирующие качества пород даже несколько улучшаются, но до определенного предела, после которого карбонатная порода резко упрочняется, приобретает способность к трещинообразованию, крайним выражением чего может явиться

смена качества породы, которая из покрывки станет коллектором (рис. 4.14).

Карбонатные породы с примесью глинистого и органического вещества, как правило, приобретают слоистую или близкую к слоистой текстуру. Указанные компоненты, с одной стороны, увеличивают пластичность карбонатных пород, что делает их покрывками более высокого качества, но, с другой стороны, создают текстурную неоднородность, что влечет за собой анизотропию деформации объема пород, которая сопровождается распадом породы на куски по зонам контакта разных по составу участков. Зоны сочленения глинистых и карбонатных минералов особенно ослаблены, так как между ними отсутствуют кулоновские силы притяжения, а ван-дер-ваальсоны силы очень слабы из-за высокой дисперсности контактирующих минералов.

Необходимо еще раз подчеркнуть, что в катагенезе карбонатные породы претерпевают ряд изменений, связанных с тем, что они теряют ту небольшую пленку воды, которая до некоторой степени защищала их от воздействия температуры и давления, и начинают растрескиваться как по зонам контактов отдельных фрагментов породы, так и по ослабленным участкам самих фрагментов. Такими ослабленными участками фрагментов являются зоны сочленения глинистых минералов с карбонатными или терригенными, которые, как показали эксперименты [28], являются концентраторами напряжений. В непосредственной близости к концентратору напряжений происходит переориентировка глинистых минералов и пелитоморфных карбонатных микрокристаллов.

Эти же особенности формирования ослабленных зон обуславливают и поведение в катагенезе глинисто-карбонатных коллекторов нефти, что на примерах изучения верхнемеловых карбонатных коллекторов Предкавказья отмечала А. Д. Везирова в 1965 г., каменноугольных отложений Пермского Прикамья Г. Н. Юрель в 1978 г.

Гидрохимические породы-покрывки

Среди пород-покрывок нефтяных и газовых залежей нередко гидрохимические отложения, представленные в основном каменной солью и ангидритами. Такие породы экранируют нефтяные и газовые залежи в пермских отложениях Волго-Уральской области, девонских Днепровско-Донецкой впадины, юрских и меловых Средней Азии и др.

На первых этапах изучения гидрохимических пород-покрывок Ю. А. Розановым в 1962 г., Дж. Хендином и Р. Хагером в 1963 г. было установлено, что под действием сравнительно невысоких всесторонних давлений хрупкие в естественных условиях породы деформируются без потери пластичности, без образования трещин. Дж. Хендин и Р. Хагер показали, что при одноосном сжатии и нормальной температуре ангидрит деформируется только упруго, а при той же температуре и дифференциальном напряжении 100 МПа пластическая деформация его достигает 7 % (рис. 4.15). Деформация сухих монокристаллов галита при температуре 24 °С и дифференциальном напряжении 100 МПа составила, по данным Дж. Хендина и Р. Хагера, немногим более 24 %, т. е. была

почти в 4 раза больше, чем деформация ангидрита, установленная В. П. Савченко в 1977 г.

Экспериментальные исследования В. П. Савченко и Я. А. Берето, проведенные в 1977 г., показали, что каменная соль, гипс и ангидрит способны приобретать при всестороннем (или даже только боковом) давлении значительную пластичность, которая обычно сопровождается повышением прочности породы. Важным фактором, способствующим росту пластичности этих пород в пластовых условиях, является отсутствие в каменной соли, гипсе и ангидрите поровой воды, находящейся в земной коре под гидростатическим давлением и оказывающей противодействие всестороннему сжатию породы. Ниже приводятся данные В. П. Савченко и Я. А. Берето по изменению пределов прочности каменной соли, гипса и ангидрита на сжатие в зависимости от величины бокового давления (МПа):

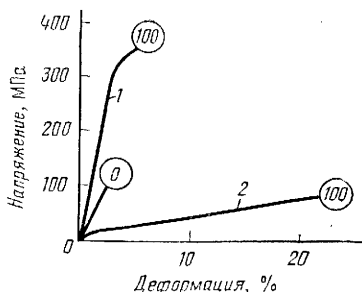


Рис 4.15. Зависимость между напряжением и деформацией каменной соли (1) и ангидрита (2). По В. П. Савченко, Я. А. Берето, 1977 г.

Цифры в кружках — величина всестороннего сжатия, МПа

Ангидрит		Галит		Гипс	
$P_{бок}$	$\sigma_{сж}$	$P_{бок}$	$\sigma_{сж}$	$P_{бок}$	$\sigma_{сж}$
0	60	0	20	0	22
7,5	108	2,5	37	3,0	45
15	139	5	44	7,0	62
25	160	7,5	56	21	88
30	180	15	82,5		
38	208	20,5	90		

Для достижения ангидритом таких же величин пластической деформации, как у каменной соли или гипса, необходимо, чтобы на него воздействовало всестороннее сжатие, примерно в 3—4 раза большее, чем на галит и гипс. Следовательно, ангидритовые покрышки будут более надежно экранировать залежи нефти и газа на больших глубинах, чем галитовые и гипсовые.

Эти экспериментальные данные получили подтверждение при анализе размещения месторождений нефти и газа в пределах Бухарской и Чарджоуской ступеней, проведенном Я. А. Берето в 1972 г. На Чарджоуской ступени, где развиты мощные толщи галита, газовые залежи имеются только в юрских ловушках. В меловых отложениях, несмотря на благоприятные структурные и литологические условия, газовые месторождения отсутствуют. В. П. Савченко и Я. А. Берето объясняют этот факт высокими газупорными свойствами галита, который препятствует проникновению УВ из юрских в меловые отложения.

Из графика (рис. 4.16) видно, что пластичность ангидрита прямо пропорциональна среднему давлению. При воздействии на ангидрит дифференциального напряжения (когда всестороннее давление отсутствует) он деформируется только упруго, т. е. ведет себя как хрупкое тело. Пла-

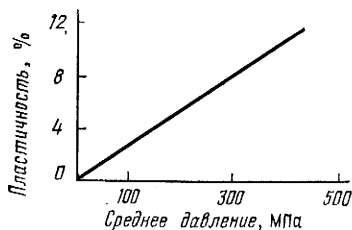


Рис. 4.16. Зависимость пластичности ангидрита от среднего давления при температуре 20 °С (В. П. Савченко, 1971 г.)

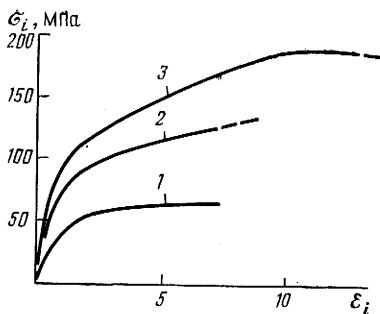


Рис. 4.17. Диаграмма деформаций каменной соли при неравномерном трехосном сжатии (Н. Н. Павлова, 1970 г.).

Эффективное напряжение, МПа: 1 и 2 — соответственно 25 и 50 при 20 °С; 3 — 100 при 100 °С

стически он деформируется только при всестороннем давлении, с ростом которого увеличивается пластическая деформация ангидрита. Последний факт чрезвычайно важен, так как в земной коре все породы, в том числе и ангидриты, находятся в условиях неравномерного, но всестороннего сжатия, величина которого зависит от глубины их залегания.

Каменная соль обладает значительно более высокой пластичностью, чем ангидрит. При всестороннем давлении в 100 МПа и дифференциальном напряжении в 50 МПа (при температуре 24 °С) пластическая деформация галита достигает 24 %. Увеличение температуры также приводит к повышению пластичности галита и ангидрита (рис. 4.17).

В отдельных прослоях соли отмечаются как битуминозное вещество, так и продукты его преобразования — углеводородные газы. М. К. Калинин обращает внимание на следующие особенности газов во включениях соляных пород: содержание газов в различных солевых породах неодинаково (в каменной соли их содержание выше, чем в калийной), и нередко среди УВ отсутствует метан и присутствуют его тяжелые гомологи. Количество ОВ в пластах соли меньше того, что было в них в начальные стадии седиментогенеза.

Включения газов в соленосных породах улучшают их фильтрационные показатели благодаря тому, что вокруг этих включений, как и любых других, будь то алевритовые, глинистые или карбонатные частички, образуются ослабленные зоны, увеличивающие проницаемость пород. Зоны сочленения слоев ОВ с солью тоже ослаблены, что необходимо учитывать при прогнозировании качества гидрохимических покрышек.

Петрофизические свойства гидрохимических пород-покрышек определяются физическими свойствами минералов, образующих покрышку, и их однородностью. Основные петрофизические характеристики гидрохимических покрышек следующие [23]: 1) высокое электрическое удельное сопротивление, достигающее десятков и сотен тысяч омметров; 2) низкая гамма-активность, не превышающая 0,2 нкг-экв Ra/kg; 3) высокая нейтронная поглощающая активность, более 50 м⁻¹; 4) легкая растворимость пород покрышки.

СКОПЛЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА И ЗАКЛЮЧАЮЩИЕ ИХ ЭЛЕМЕНТЫ ЗЕМНОЙ КОРЫ

Поиски, разведка и разработка полезных ископаемых невозможна без четкого представления о свойствах полезных ископаемых и условиях их залегания в земной коре. Нефть и газ заполняют пустоты (поры, трещины) в породах-коллекторах (см. гл. 4). Породы, содержащие нефть и газ, являются неотъемлемой частью земной коры.

Любое природное скопление нефти и газа должно характеризоваться: качеством и количеством полезного ископаемого; типом породы, вмещающей нефть и газ (коллектор, резервуар); геологическим строением участка земной коры, содержащего скопления нефти и газа.

Для целей поисков, разведки и разработки нефти, газа и конденсата принципиальное значение приобретает не только характеристика отдельных скоплений, но и выявление закономерных связей между множеством скоплений этих полезных ископаемых в земной коре. В этом аспекте основное значение имеет геологическое строение участка земной коры (включая историю его развития, диагенез и катагенез слагающих его толщ, процессы нефтегазообразования и формирования залежей). Разработка многочисленных схем нефтегеологического районирования (см. § 8—10) направлена на выявление закономерных связей в распространении скоплений нефти, газа и конденсата в земной коре.

Учитывая отсутствие единых общепринятых принципов нефтегеологического районирования, материалы данной главы можно условно разделить на три неравные по объему части. В первой части (§ 1, 2) рассматриваются залежи нефти и газа, во второй (§ 3) — природные резервуары (с учетом наличия гл. 4, посвященной нефтегазоносным толщам), в третьей (§ 4—11) — элементы земной коры, заключающие залежи нефти и газа, начиная от ловушек и месторождений до крупнейших элементов осадочного чехла, содержащих множества скоплений нефти и газа.

§ 1. Залежи нефти и газа

Под залежью нефти и газа всеми исследователями понимается единичное скопление этих полезных ископаемых. Иногда такое скопление именуют элементарным, локальным, изолированным либо ограниченным со всех сторон. Понятие «залежь нефти и газа» различными авторами определяется по-разному¹:

И. О. Брод (1951 г.) — ограниченное со всех сторон скопление нефти и газа в природном резервуаре;

¹ Здесь и далее в главе определения приводятся в хронологическом порядке публикации содержащих их работ.

И. О. Брод, Н. А. Еременко (1957 г.) — всякое элементарное единичное скопление нефти и газа (аналогичное определение дали К. Г. Лаликер, А. И. Леворсен и др.);

М. К. Калинин (1964 г.) — крупное скопление нефти в горных породах, которое имеет объем более 10 м^3 и представляет непрерывную фазу толщиной не менее $0,1 \text{ м}$ или изолированное скопление газа в недрах, которое занимает объем (в пластовых условиях) более 1000 м^3 ;

В. Б. Оленин (1974 г.) — скопление нефти и (или) газа, возникшее в ловушке при решающей роли гравитационных сил;

*А. А. Бакиров (1976 г.)*¹ — естественное локальное скопление нефти и газа в проницаемых пористых или трещиноватых коллекторах;

А. Э. Конторович, Э. Э. Фотиади, В. И. Демин и др. (1981 г.) — всякое геологическое тело, большая часть объема пустот в котором заполнена нефтью, газом или другими нефтядами.

Если скопление достаточно велико и разработка его рентабельна, оно называется промышленной залежью. Понятие о промышленной и непромышленной залежи весьма условно. По мере развития методов извлечения жидких и газообразных полезных ископаемых из горных пород меняется оценка залежи с точки зрения рентабельности ее разработки.

Форма и параметры залежи

Основными параметрами залежи являются качество и количество находящихся в ней нефти, газа и конденсата. Форма и условия залегания их определяются типами природного резервуара и ловушки, температурой, давлением и естественным режимом (энергией) залежи.

На рис. 5.1 показана принципиальная схема сводовой пластовой залежи и связанная с ней номенклатура. В статических условиях при некоторой разнице в плотностях флюидов и большом поверхностном натяжении поверхности их разделов могут быть горизонтальными. Однако в природе эти условия часто нарушаются. К исчезновению четкого раздела между водой и нефтью приводят, например, микробиологические процессы разрушения нефти в залежи. В неоднородном коллекторе в результате различия сил сцепления между молекулами нефти (газа) и воды с поверхностью капилляров породы поверхность раздела может приобрести причудливую волнистую форму. Повышение температуры приводит к снижению поверхностного натяжения на границе нефть — вода. Наконец, движение воды в пласте приводит к наклону поверхности разделов.

Газовая шапка — скопление свободного газа над нефтью в залежи — может присутствовать в пласте только в том случае, если давление в залежи равно давлению насыщения нефти газом при данной температуре.

Законтурные воды, т. е. воды, залегающие за внешним контуром нефтеносности (или газоносности в газовой залежи), при разработке залежи и неравномерном продвижении внешнего контура нефтеносности, внедряясь в залежь, образуют языки обводнения.

Подожвенные воды, т. е. воды, находящиеся под нефтью и газом в водонефтяной или водогазовой части залежи, могут подтягиваться к за-

¹ Если определение или классификация элементов данной категории приводились исследователем неоднократно, здесь и далее в главе помещены формулировки или классификации в их последней редакции.

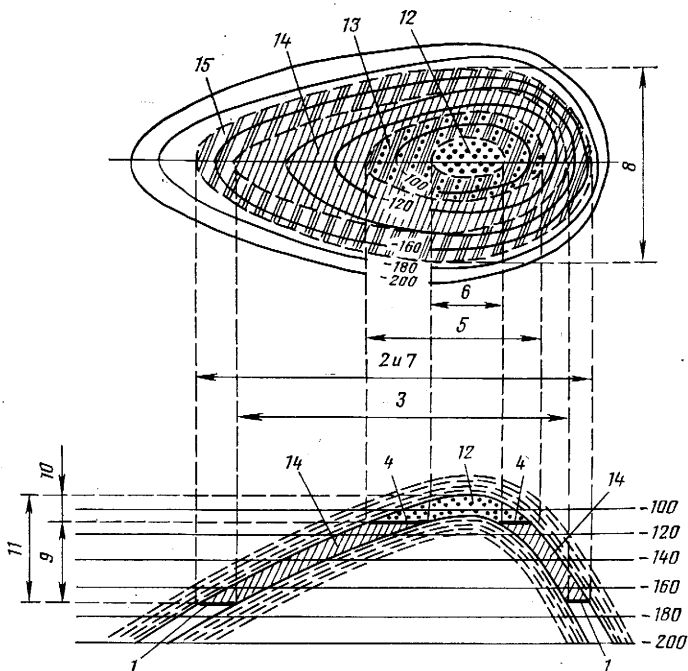


Рис. 5.1. Принципиальная схема сводовой пластовой залежи.

1 — подошва нефтяной залежи (поверхность водонефтяного раздела); контур нефтеносности; 2 — внешний; 3 — внутренний (контур водоносности); 4 — поверхность газонефтяного раздела; 5 — внешний контур газонеосности; размеры нефтяной залежи; 7 — длина; 8 — ширина; 9 — высота; 10 — высота газовой шапки; 11 — общая высота газонефтяной залежи; части залежи: 12 — газовая; 13 — газонефтяная; 14 — нефтяная; 15 — водонефтяная

бою скважин, расположенных в пределах водонефтяной части, и образовывать конусы обводнения.

В чисто нефтяной или газовой части залежи не весь объем пор занят исключительно нефтью или газом. Некоторая часть пор заполнена водой. Большая часть этой воды связана с породой — это так называемая *связанная вода*. Степень заполнения пор нефтью (газом) называют *нефтенасыщенностью* (*газонасыщенностью*) и измеряют в процентах.

Качественно залежи нефти, газа и конденсата характеризуются химическим составом содержащихся в них УВ, количеством и составом некоторых спутников УВ в земной коре (см. гл. 2). В промышленной практике обычно используются упрощенные характеристики: нефтей — по содержанию основной группы УВ и серы или таким физическим параметрам, как плотность и вязкость (см. § 2), газов — по содержанию гомологов метана и таких спутников, как сероводород, азот, углекислый газ и гелий.

Основная часть УВ в пластовых условиях находится в жидком (нефть) и газообразном состоянии; кроме того, часть газообразных УВ растворена в нефти и воде, жидких УВ — в газе (газовый конденсат). Классификации залежей по фазовому состоянию приведены в § 2.

В 60-х годах В. Г. Васильевым, Ю. Ф. Макагоном, Ф. А. Требиным, А. А. Трофимуком, Н. В. Черским было высказано предположение о наличии в земной коре крупных скоплений природного газа в твердом газогидратном состоянии (см. § 3, гл. 2).

В настоящее время обнаружен ряд газогидратных залежей в Западной Сибири, Якутии, Канаде, на Аляске, а также выявлены гидратные поля в пределах акватории Мирового океана. На Мессояхском месторождении (Западная Сибирь) успешно прошли испытания одного из методов разработки таких залежей [31], на этом месторождении пластовая температура 10°C и давление 8 МПа.

Фазовые взаимоотношения нефти, газа и конденсата в пластовых условиях определяются температурой и давлением в залежах (см. гл. 3).

Температура и давление в залежах

В разрабатываемых залежах известна температура от близкой к нулю в газогидратных залежах до первых сотен градусов в глубоко залегающих пластах. Так, например, в скв. 1 Беневук (Техас, США) температура на глубине 7266 м достигает 291°C .

Температура в залежах зависит от глубины их залегания и геотермических особенностей соответствующего участка земной коры. Наиболее характерными показателями температурной обстановки в недрах являются *геотермическая ступень* и *геотермический градиент* (см. § 1, гл. 7).

Изменение температуры в залежах оказывает существенное влияние на содержащиеся в них нефть и газ. Так, повышение температуры вызывает снижение вязкости нефти и воды и увеличение вязкости газов. Изменение температуры пласта ведет к изменению объема газа, воды и породы. При увеличении температуры в изолированном резервуаре повышается давление. Значительный рост температуры может привести к существенной перестройке углеводородных молекул. С изменением температуры связано изменение соотношения фаз в залежи и растворимости газов в нефти и воде. С повышением температуры, как правило, увеличивается растворимость солей в воде и растет минерализация вод. С ростом минерализации уменьшается растворимость газов в воде.

Давление в залежи, или пластовое давление, представляет собой давление, которое флюиды оказывают на вмещающие их породы. Давление в залежи на контакте с водой предопределяется гидростатическим давлением в резервуаре на данном уровне (см. гл. 7).

В залежи вследствие наличия разницы между плотностями находящихся в них флюидов возникает избыточное давление Δp_n , представляющее собой разницу между давлением в точке измерения внутри залежи УВ и тем давлением, которое наблюдалось бы в этой точке в случае отсутствия скопления УВ и заполнения всей ловушки пластовой водой: $\Delta p_n = p_z - p_r$, где p_z — давление, измеренное в залежи; p_r — гидростатическое давление, соответствующее высоте точки замера в залежи.

Избыточное давление в любой точке нефтяной или газовой залежи определяется по формуле $\Delta p_n = h(\rho_v - \rho_{n.g})$, где h — высота точки определения в нефтяной или газовой залежи над поверхностью раздела с водой; $(\rho_v - \rho_{n.g})$ — разница плотностей воды и нефти или газа.

Избыточное давление в любой точке газовой шапки рассчитывают по уравнению $\Delta p_n = h_n(\rho_n - \rho_{гн}) + h_r(\rho_n - \rho_r)$, где h_n — высота нефтяной части залежи; h_r — высота точки определения над разделом газ — нефть. По формуле возможно определение положения разделов газ — нефть, нефть — вода или газ — вода в пространстве по замерам давления в одной скважине, пробуренной на залежь, при условии, что известно положение пьезометрической поверхности в резервуаре.

Энергетическое состояние залежи также в значительной степени обусловлено ее температурным режимом и пластовым давлением. Говоря об энергии залежей, следует различать свободную химическую и потенциальную энергию. Запасы свободной химической энергии (основной объект добычи) определяются количеством УВ и их химическим составом — однако энергия, как правило, не используется при разработке. Находящиеся в резервуаре вода, нефть и газ образуют энергетическую систему. Обычно (но далеко не всегда) основной запас потенциальной энергии такой системы определяется энергией воды.

Запасы нефти и газа и их классификация

Одним из основных параметров залежи является количество содержащихся в ней нефти и газа — запасы.

В СССР с 1983 г. действует классификация запасов нефти и газа, в соответствии с которой запасы нефти, горючих газов и содержащихся в них сопутствующих компонентов по народнохозяйственному значению разделяются на две группы, подлежащие отдельному подсчету и учету: *балансовые запасы*, разработка которых в настоящее время экономически целесообразна, и *забалансовые запасы*, разработка которых в настоящее время нерентабельна, но которые могут рассматриваться в качестве объекта для промышленного освоения в будущем. В балансовых запасах нефти, растворенного в ней газа, а также конденсата в свободном газе выделяются и учитываются извлекаемые запасы, которые можно извлечь при наиболее полном и рациональном использовании современной техники и технологии с учетом допустимого уровня затрат (замыкающих) и соблюдения требований по охране недр и окружающей среды.

Запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, по степени изученности подразделяются на разведанные — категории А, В и С₁ и предварительно оцененные — категория С₂.

Ресурсы нефти и газа по степени их обоснованности подразделяются на перспективные — категория С₃ и прогнозные — категории Д₁ и Д₂.

Категория А — запасы залежи (ее части), изученной с деятельностью, обеспечивающей полное определение типа, формы и размеров залежи, эффективной нефте- и газонасыщенной толщины, типа коллектора, характера изменения коллекторских свойств, нефте- и газонасыщенности продуктивных пластов, состава и свойств нефти, газа и конденсата, а также основных особенностей залежи, от которых зависят условия ее разработки (режим работы, продуктивность скважин, пластовые давления, дебиты нефти, газа и конденсата, гидропроводность и пьезопроводность и др.).

Запасы категории А подсчитываются по залежи (ее части), разбуренной в соответствии с утвержденным проектом разработки месторождения нефти и газа.

Категория В — запасы залежи (ее части), нефтегазоносность которой установлена на основании полученных промышленных притоков нефти или газа в скважинах на различных гипсометрических отметках. Тип, форма и размеры залежи, эффективная нефте- и газонасыщенная толщина, тип коллектора, характер изменения коллекторских свойств, нефте- и газонасыщенность продуктивных пластов, состав и свойства нефти, газа и конденсата в пластовых и стандартных условиях и другие параметры, а также основные особенности залежи, определяющие условия ее разработки, изучены в степени, достаточной для составления проекта разработки залежи.

Запасы категории В подсчитываются по залежи (ее части), разбуренной в соответствии с утвержденной технологической схемой разработки месторождения нефти или проектов опытнопромышленной разработки месторождения газа.

Категория С₁ — запасы залежи (ее части), нефтегазоносность которой установлена на основании полученных в скважинах промышленных притоков нефти или газа (часть скважин опробована испытателем пластов) и положительных результатов геологических и геофизических исследований в неопробованных скважинах. Тип, форма и размеры залежи, условия залегания вмещающих нефть и газ пластов-коллекторов установлены по результатам бурения разведочных и эксплуатационных скважин и проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований. Литологический состав, тип коллектора, коллекторские свойства, нефте- и газонасыщенность, коэффициент вытеснения нефти, эффективная нефте- и газонасыщенная толщина продуктивных пластов изучены по керну и материалам геофизических исследований скважин. Состав и свойства нефти, газа и конденсата в пластовых и стандартных условиях изучены по данным опробования скважин. По газонефтяным залежам установлена промышленная ценность нефтяной оторочки. Продуктивность скважин, гидропроводность и пьезопроводность пласта, пластовые давления, температура, дебиты нефти, газа и конденсата изучены по результатам испытания и исследования скважин. Гидрогеологические и геокриологические условия установлены по результатам бурения скважин и по аналогии с соседними разведанными месторождениями.

Запасы категории С₁ подсчитываются по результатам геологоразведочных работ и эксплуатационного бурения и должны быть изучены в степени, обеспечивающей получение исходных данных для составления технологической схемы разработки месторождения нефти или проекта опытнопромышленной разработки месторождения газа.

Категория С₂ — запасы залежи (ее части), наличие которых обосновано данными геологических и геофизических исследований; в неразведанных частях залежи, примыкающих к участкам с запасами более высоких категорий и промежуточных и вышезалегающих неопробованных пластах разведанных месторождений. Форма и размеры залежи, условия залегания, толщина и коллекторские свойства пластов, состав и свойства

нефти, газа и конденсата определены по результатам геологических и геофизических исследований с учетом данных по более изученной части залежи или по аналогии с разведанными месторождениями.

Запасы категории C_2 используются для определения перспектив месторождения, планирования геологоразведочных работ или геологопромысловых исследований при переводе скважин на вышележащие пласты и частично для проектирования разработки залежей.

Категория C_3 — перспективные ресурсы нефти и газа подготовленных для глубокого бурения площадей, находящихся в пределах нефтегазоносного района и оконтуренных проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований, а также не вскрытых бурением пластов разведанных месторождений, если продуктивность их установлена на других месторождениях района. Форма, размер и условия залегания залежи определены в общих чертах по результатам геологических и геофизических исследований, а толщина и коллекторские свойства пластов, состав и свойства нефти или газа принимаются по аналогии с разведанными месторождениями. Перспективные ресурсы нефти и газа используются при планировании поисковых и разведочных работ и прироста запасов категорий C_1 и C_2 .

Категория D_1 — прогнозные ресурсы нефти и газа литолого-стратиграфических комплексов, оцениваемые в пределах крупных региональных структур с доказанной промышленной нефтегазоносностью. Количественная оценка прогнозных ресурсов нефти и газа производится по результатам региональных геологических, геофизических и геохимических исследований и по аналогии с разведанными месторождениями в пределах оцениваемого региона.

Категория D_2 — прогнозные ресурсы нефти и газа литолого-стратиграфических комплексов, оцениваемые в пределах крупных региональных структур, промышленная нефтегазоносность которых еще не доказана. Перспективы нефтегазоносности этих комплексов прогнозируются на основе данных геологических, геофизических и геохимических исследований. Количественная оценка прогнозных ресурсов этой категории производится по предположительным параметрам на основе общих геологических представлений и по аналогии с другими, более изученными регионами, где имеются разведанные месторождения нефти и газа.

Запасы имеющих промышленное значение компонентов, содержащихся в нефти, газе и конденсате, подсчитываются в контурах подсчета запасов нефти и газа по тем же категориям.

В США начиная с 1975 г. использовалась классификация ресурсов, предложенная группой Х. Томсона Геологической службы США (рис. 5.2). Под ресурсами в данной классификации, как отмечает М. Ф. Еременко (1976 г.), понимают концентрацию естественных скоплений твердых, жидких и газообразных минералов в земной коре в такой форме, что их извлечение экономически целесообразно при текущих или потенциальных возможностях. Исходя из сказанного, ресурсы рассматриваемой классификации могут быть сопоставлены с суммой извлекаемых запасов всех категорий по схеме, принятой в нашей стране. Различия в понятии объема касаются накопленной добычи и части ресурсов подгруппы D_2 .

В основу американской классификации ресурсов заложены два принципа: экономическая целесообразность и степень геологической достоверности. По экономическому принципу ресурсы подразделяются на экономически рентабельные (economic), включающие установленные (identified) и необнаруженные (undiscovered) ресурсы, которые рассчитаны как экономически выгодные к извлечению при современном уровне развития техники и цен, и экономически нерентабельные (subeconomic) ресурсы, установленные и необнаруженные, которые в настоящее время по техническим и экономическим соображениям не являются рентабельными для извлечения, но могут быть рентабельными в будущем.

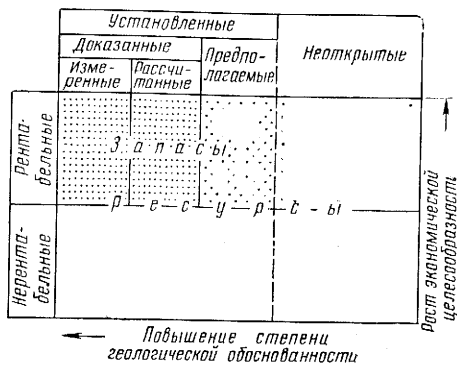


Рис. 5.2. Схема классификации нефтяных ресурсов Геологической службы и Горного бюро США (1975 г.)

в СССР. Таким образом, в американской классификации, в отличие от нашей, экономическая оценка распространяется на все ресурсы. Гра-

Сопоставление классифи

(М. Ш. Мо



Рис. 5.3. Классификация «Запасы — ресурсы» (Д. С. Юп, 1977.)

1 — накопленная добыча; запасы; 2 — доказанные; 3 — вероятные; 4 — возможные; 5 — дополнительные, разработка которых может оказаться рентабельной при настоящих или будущих технологических условиях; 6 — база ресурсов (предельная сумма начальных запасов УВ, которая может быть установлена)

Группы запасов по классификации, принятой в США	Категор	
	США и Канада	Индия
Доказанные	A + B, частично C ₁	A + B
Вероятные	C ₁ + C ₂	C ₁ + C ₂
Возможные	D ₁	Не выделяются
Гипотетические	D ₂	

ница между экономически рентабельными и нерентабельными ресурсами не может соответствовать границе между балансовыми и забалансовыми запасами, так как принцип их определения различен.

По степени геологической достоверности ресурсов выделяются две основные группы: установленные и необнаруженные. Установленные ресурсы — это обнаруженные залежи УВ, для которых глубина залегания, количество и качество УВ определены по геологическим и техническим данным. Установленным и экономически рентабельным ресурсам в этой классификации присваивается название «запасы». Таким образом, содержание термина «запасы» здесь существенно отличается от содержания этого термина, принятого в СССР. Установленные запасы по геологической достоверности подразделяются на измеренные (*measured*), рассчитанные (*indicated*) предполагаемые (*inferred*). Запасы измеренные и рассчитанные объединяются в группу показанных (*demonstrated*). Сумма измеренных и рассчитанных запасов (или показанных) может сопоставляться с запасами категорий А+В+С₁. Следует особо подчеркнуть разницу в подходе к подсчету запасов в СССР и США. В СССР при подсчете запасов промышленных категорий в сумму запасов входит и вся та нефть, которая может быть извлечена за счет проектируемых и применяемых вторичных методов. В США сюда относится только та нефть, которая может быть извлечена с помощью уже применяемых или достоверно опробованных на данной залежи вторичных методов.

Необнаруженные ресурсы нефти и газа в США по своему содержанию также не соответствуют принятому в СССР понятию объема потенциальных извлекаемых ресурсов.

Таблица 5.1
кций запасов нефти и газа, действующих в СССР и за рубежом
делевский, В. Ф. Поминов, 1974 г., с изменениями)

ри и группы запасов в разных странах по классификации, принятой в СССР					
Иран	Малайзия	Франция	Нидерланды	ФРГ	Страны Северной Африки, Ближнего и Среднего Востока
А + В	А + В	А + В, ча- стично С ₁	А + В, ча- стично С ₁	А + В, ча- стично С ₁	А + В + + С ₁
С ₁	С ₁	С ₁ и ча- стично С ₂	С ₁ и С ₂	С ₁ и иногда С ₂ на ме- сторожде- ниях	
С ₂ на ме- сторож- дениях	С ₂ на ме- сторож- дениях	С ₃	С ₂ на ме- сторожде- ниях	С ₃	Не вы- деляются
Не выделяются					

В Великобритании Д. К. Ионом в 1977 г. предложена схема, практически аналогичная американской (рис. 5.3).

Сопоставление классификаций запасов нефти и газа, действующих в СССР и в некоторых других странах, приведена в табл. 5.1.

§ 2. Классификация залежей нефти и газа

В основе большинства разработанных к настоящему времени классификаций залежей нефти и газа лежат генезис и строение заключающих залежи ловушек и природных резервуаров. Однако эти признаки характеризуют в первую очередь не собственно залежи нефти и газа, а природные резервуары или содержащие их элементы земной коры. Поэтому описание подобных классификаций дается в разделах, специально посвященных указанным элементам.

Ниже приводятся классификации залежей по вязкости, плотности нефтей и содержанию в них серы при давлении 0,1 МПа и температуре 20 °С:

Нефти	Вязкость, мПа·с
Маловязкие	<5
Средневязкие	5—10
Повышенной вязкости	10—30
Высоковязкие	>30

Нефти	Плотность, кг/м ³
Легкие	<870
Средние	870—910
Тяжелые	<910

Нефти	Содержание серы, %
Малосернистые	<0,5
Сернистые	0,51—1,9
Высокосернистые	>1,9

В пластовых условиях физико-химические параметры УВ подвержены существенным изменениям (табл. 5.2).

Природные газы по составу УВ подразделяются на сухие и жирные. Сухие газы состоят преимущественно из метана, содержание этана и пропана — в пределах нескольких процентов, более тяжелые УВ отсутствуют (или встречаются в десятых и сотых долях процента). Жирные газы содержат УВ от метана до декана, а также следы УВ от C₁₁ до C₁₆. Конденсат представляет собой смесь УВ — пентана и тяжелых гомологов метана, находящихся в газообразном состоянии в пластовых условиях (см. гл. 2). Пример классификации залежей УВ по их фазовому состоянию приведен в табл. 5.3.

Пока не создана обоснованной классификации залежей по их энергетической характеристике. Н. А. Еременко в 1968 г. предложил выде-

лять семь групп залежей (табл. 5.4), увязывая их с внутренней энергией залежи (рис. 5.4). Перечисленные группы залежей представляют собой непрерывный ряд с постепенными взаимными переходами. В условиях земной коры при изменении геологической обстановки или при разработке возможен переход некоторых залежей из одной группы в другую.

Для разработки залежей большое значение имеет режим пласта, который определяется энергией, обеспечивающей движение нефти в пласте к забоям скважин. Продвижение нефти к забоям скважин может осуществляться под действием: 1) силы тяжести нефти, газа и конденсата; 2) упругого напора газовой залежи или газовой шапки; 3) расширения растворенного газа; 4) расширения сжатой нефти; 5) напора законтурных вод; 6) расширения сжатой воды; 7) упругих сил породы. Как правило, в пласте все эти силы действуют одновременно, поэтому часто наблюдаются смешанные режимы.

Естественные режимы могут быть обусловлены внутренней и внешней энергией (по отношению к залежи). Внутренняя энергия обеспечивается силой тяжести, напором газовой залежи (газовой шапки), энергией растворенного газа и расширения сжатой нефти. Внешняя энергия — это напор и упругость законтурных вод и упругие силы породы.

Следует иметь в виду, что в процессе разработки человек может активно влиять на режим пласта, изменяя его по своему усмотрению.

Естественные режимы, существование которых обусловлено энергией, заключенной непосредственно в залежи (внутренней энергией), могут

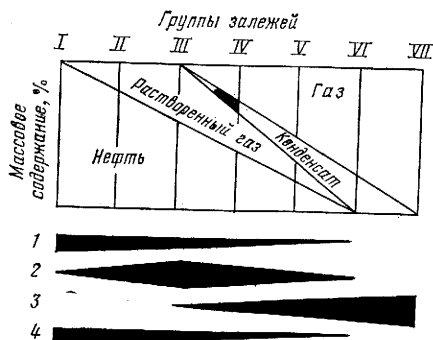


Рис. 5.4. Классификация залежей по содержанию в них нефти, газа, конденсата и по естественным режимам.

I—VII — группы залежей (см. табл. 5.4)
Режимы: 1 — гравитационный; 2 — растворенного газа; 3 — упругий газовой шапки; 4 — упругий

Таблица 5.2

Классификация залежей УВ по физико-химической характеристике нефтей (Г. Ф. Трбин, Н. В. Чарыгин, Т. М. Обухова, 1980 г.)

Класс	Залежь	Плотность УВ в пластовых условиях, кг/м ³	Средняя молекулярная масса УВ
I	Газовая	<225	<20
II	Газоконденсатная	225—450	20—40
III	Нефтяная переходного состояния	425—650	35—80
IV	Нефтяная	625—900	75—275
V	Тяжелой нефти и твердых УВ	>875	>225

**Классификация и номенклатура залежей УВ по фазовому состоянию
и количественному соотношению газа, нефти и конденсата**
(В. Г. Васильев, Н. С. Ерофеев, С. С. Коробов и др., 1966 г.)

Предлагаемое наименование залежей (обозначение)	Основные особенности залежей
Однофазовые залежи	
Газовые (Г)	Состоят в основном из CH_4 с содержанием пентана и более тяжелых УВ не более 0,2 % объема залежи
Газоконденсатногазовые (ГКГ)	Газовые залежи с содержанием $C_5 +$ высш. в пределах 0,2—0,6 % объема залежи, что примерно соответствует содержанию конденсата до $30 \text{ см}^3/\text{м}^3$
Газоконденсатные (ГК)	Газовые залежи с содержанием $C_5 +$ высш. в пределах 0,6—4 % объема залежи, что примерно соответствует содержанию конденсата $30—250 \text{ см}^3/\text{м}^3$
Конденсатные (К)	Газовые залежи с содержанием $C_5 +$ высш. более 4 % объема залежи, что примерно соответствует содержанию конденсата более $250 \text{ см}^3/\text{м}^3$
Залежи переходного состояния (ЗПС)	Залежи УВ, которые по своим физическим свойствам (вязкости, плотности) в пластовых условиях близки к критическому состоянию, занимая промежуточное положение между жидкостью и газом
Нефтяные (Н)	Залежи нефти с различным содержанием растворенного газа (обычно менее $200—250 \text{ м}^3/\text{т}$)
Двухфазовые залежи	
Нефтегазовые (НГ)	Газовые залежи с нефтяной оторочкой; запасы газа больше геологических запасов нефти
Газонефтяные (ГН)	Залежи нефти с газовой шапкой; геологические запасы нефти превышают запасы газа
Нефтегазоконденсатные (НГК)	Газоконденсатные или конденсатные залежи с нефтяной оторочкой; запасы газа и конденсата превышают запасы нефти
Газоконденсатнонефтяные (ГКН)	Нефтяные залежи с газоконденсатными шапками; геологические запасы нефти превышают запасы газа и конденсата

быть увязаны с классификацией залежей по содержанию в них нефти, газа и конденсата (см. рис. 5.4).

В качестве попытки разностороннего рассмотрения залежей следует представить классификацию залежей УВ по следующим признакам [15].

I. По запасам

Супергигантские	Крупные	Мелкие
Гигантские	Средние	Непромышленные

II. По фазовому состоянию

Нефтяные (Н)	Газовые с эмульсионной оторочкой (ГЭ)
Газовые (Г)	Газоконденсатные с нефтяной оторочкой (ГКН)
Газоконденсатные (ГК)	Газоконденсатные с эмульсионной оторочкой (ГКЭ)
Эмульсионные (Э)	Эмульсионные с газоконденсатной шапкой (ЭГК)
Нефтяные с газовой шапкой (НГ)	
Нефтяные с газоконденсатной шапкой (НГК)	
Газовые с нефтяной оторочкой (ГН)	

III. По строению коллектора в ловушке

Пластовые

Массивные

IV. По типу коллектора

Поровый

Трещинный

Кавернозный

V. По типу экрана в ловушке

Сводовые

Литологически экранированные

Стратиграфически экранированные

Тектонически экранированные

Экранированные соляным или глинистым штоком

Экранированные водой

VI. По величине рабочих дебитов

Высокодебитные

Среднедебитные

Малодебитные

Непромышленные

Ниже приводятся применяемые в СССР и США классификации залежей УВ по запасам.

Залежи	СССР	
	Запасы нефти, млн. т	Запасы газа, млрд. м ³
Уникальные	>300	>500
Крупные	300—30	500—30
Средние	30—10	30—10
Мелкие	<10	<10

Категория	США	
	Запасы нефти, млн. т	Запасы газа, млрд. м ³
A	>6,85	>8,5
B	3,42—6,85	4,2—8,5
C	1,37—3,42	1,7—4,2
D	0,14—1,37	0,2—1,7
E	<0,14	<0,2
F	Нерентабельные для разработки	

Таблица 5.4

Классификация залежей по содержанию в них нефти, газа и конденсата (24)¹

Группа залежи	Часть залежи
I. Нефтяные, мало насыщенные газом; давление насыщения много ниже пластового и иногда близко к атмосферному	Нефтяная и водонефтяная
II. Нефтяные, недонасыщенные газом; давление насыщения несколько ниже пластового	То же
III. Нефтяные, насыщенные газом; давление насыщения близко к пластовому	»
IV. Нефтяные с газовой шапкой и конденсатом ²	Газовая, газонефтяная, нефтяная, водонефтяная
V. Газовые с конденсатом и нефтяной оторочкой ²	Газовая, газонефтяная, водонефтяная
VI. Газоконденсатные ²	Газовая, газоводяная
VII. Газовые	То же

¹ Соотношение нефти, газа и конденсата в группах залежей и относительная роль естественных режимов (внутренней энергии залежи, обеспечивающей продвижение УВ в пласте к забоям скважин) показаны на рис. 5.4.

² Количество конденсата зависит от давления, температуры, состава нефти и газа.

§ 3. Природные резервуары и их классификация

Нефть и газ в породе заполняют пустоты — поры, каверны и трещины. Породы, обладающие способностью вмещать нефть и газ и отдавать полезные ископаемые при разработке, называются коллекторами. Подробная характеристика коллекторов и их классификация приведены в гл. 4.

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

А. Э. Конторович и др. [45] приводят близкое по существу определение. Под резервуаром они понимают «геологическое тело, являющееся совокупностью флюидоупоров и проницаемых комплексов одного ранга, проекции которых на поверхность Земли совпадают».

В литературе по геологии нефти далеко не всегда проводятся четкие различия между понятиями о коллекторе, природном резервуаре и ловушке. Проведем сопоставление этих понятий.

Коллектор — горная порода, обладающая способностью вмещать нефть и газ и отдавать эти полезные ископаемые при разработке. Коллектор характеризуется типом породы, типом проницаемости (поровая, трещинная, смешанная), величинами пористости, эффективной пористости, проницаемости (с этими параметрами связаны определения удельной поверхности, раскрытости трещин, их системы, густоты и т. д.).

Природный резервуар — природная емкость для нефти, газа и воды, существование которой обусловлено соотношением коллектора с плохо проницаемыми породами. Природный резервуар характеризуется типом коллектора, соотношением коллектора с непроницаемыми породами, емкостью, гидродинамическими условиями и пластовой энергией, формой и условиями залегания.

Ловушка — часть природного резервуара, в которой может образоваться и сохраниться залежь нефти или газа. Ловушка характеризуется типами резервуара и коллектора, условиями образования, формой, емкостью. В частном случае у резервуаров, литологически ограниченных со всех сторон, параметры резервуара и ловушки могут совпадать, когда весь резервуар представлен одной ловушкой.

Для характеристики того или иного резервуара отмечают следующие его особенности: тип коллектора, участвующего в сложении резервуара; соотношение коллектора с ограничивающими его непроницаемыми (водоупорными) породами; емкость и условия залегания резервуара. Для описания типа коллектора резервуара может быть использована одна из

Классификация природных резервуаров [24]

Тип резервуара	Стратиграфическая приуроченность коллекторов	Направление движения жидкостей и газов	Возможная максимальная энергия, аккумулированная в нефти и газе, по отношению ко всей энергии резервуара
Пластовые	Выдерживается	По напластованию	Незначительная
Массивные	Не выдерживается	По вертикали	Значительная, реже незначительная
Литологически ограниченные со всех сторон	Выдерживается	Локально, ограниченно	Основная

классификаций коллекторов (см. гл. 4). По соотношению коллектора с ограничивающими его плохо проницаемыми породами И. О. Брод в 1951 г. предложил выделять три основных типа природных резервуаров: пластовые, массивные и литологически ограниченные со всех сторон. Подобное разделение с характеристикой энергии природных резервуаров предлагает Н. А. Еременко (табл. 5.5).

Пластовый природный резервуар — это коллектор, ограниченный на значительной площади в кровле и подошве плохо проницаемыми породами. В таком резервуаре на значительных площадях мощность коллектора более или менее выдерживается. При общем сохранении пластового характера коллектора на тех или иных локальных участках или по границе распространения коллектора может наблюдаться существенное изменение мощностей, приводящее к полному выклиниванию коллектора. Коллектор в пластовых резервуарах обычно литологически выдержан, но может иметь и более сложное строение. В пластовом природном резервуаре существует единая гидродинамическая система, давление в которой закономерно изменяется в зависимости от положения областей нагрузки и разгрузки. Наиболее характерным видом движения жидкостей и газов является боковое движение по пласту.

Массивный природный резервуар представляет собой мощную толщу проницаемых пород, перекрывающую сверху и ограниченную с боков плохо проницаемыми породами. Коллекторы, слагающие массивные резервуары, бывают литологически однородными или неоднородными. Однородные массивные резервуары могут быть представлены карбонатными, метаморфическими или изверженными породами. Пористость и проницаемость таких коллекторов обусловлена наличием в них каверн и трещин. Зоны пористости и проницаемости в массивных резервуарах не имеют строгой стратиграфической приуроченности. Часто можно наблюдать в теле массива отдельные изолированные зоны с хорошими пористостью и проницаемостью, пересекающие стратиграфические поверхности.

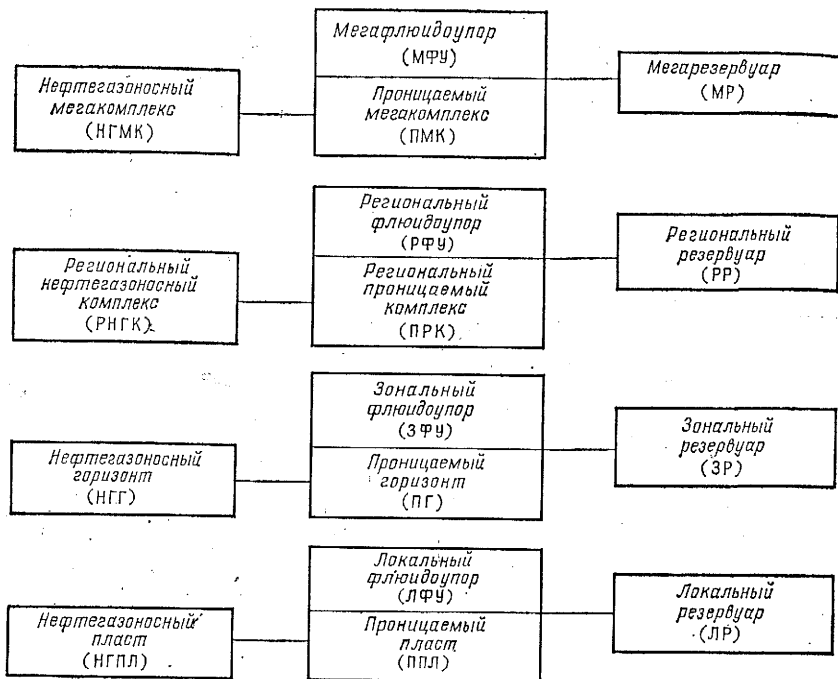


Рис. 5.5. Классификация резервуаров, проницаемых комплексов и флюидоупоров [45]

В массивных резервуарах боковое перемещение жидкости и газа ограничено проницаемыми зонами и не может происходить на большие расстояния. Протяженность пути возможного перемещения жидкостей и газов по вертикали соизмерима или даже больше расстояния перемещения флюидов по напластованию. Гидродинамические системы массивных резервуаров пока плохо изучены. В некоторых случаях наблюдается связь массивных резервуаров с пластовыми.

В группу резервуаров, литологически ограниченных со всех сторон, объединены природные резервуары всех видов, в которых насыщающие их газообразные и жидкие УВ окружены со всех сторон практически непроницаемыми породами. Движение жидкостей и газов в них ограничено размерами самого резервуара. Емкость резервуаров всех типов определяется их размерами и качеством коллектора. С емкостью резервуара тесно связан его энергетический запас, который используется главным образом для извлечения на поверхность нефти, газа и в некоторых случаях воды.

Выделение трех указанных типов резервуаров в значительной мере условно, что определяется прежде всего условностью укоренившихся в теории и практике таких понятий, как коллектор и крышка (или флюидоупор). Одна и та же порода в процессе литогенеза может менять свои свойства, превращаясь из коллектора в крышку и наоборот. Даже одна и та же порода в зависимости от физико-химических свойств флюи-

дов (воды, нефти, газа) и термобарической обстановки может быть флюидоупорной для одного и коллектором для другого флюида. Наконец, возможны постепенные переходы одного типа резервуара в другой. Так, например, резко выраженный выступ массивного резервуара может оказаться лишь осложнением регионального пластового резервуара и составлять с ним единую гидродинамическую систему. Особенно характерно это явление для карбонатных фаций.

На рис. 5.5 приведена классификация природных резервуаров А. Э. Конторовича и др. [45].

§ 4. Ловушки нефти и газа и их классификация

Геологические тело, в котором может формироваться либо уже присутствует залежь нефти или газа, обычно именуется *ловушкой*. Приведем несколько определений разных авторов понятия «ловушка нефти и (или) газа»:

И. О. Брод, Н. А. Еременко (1953 г.) — часть природного резервуара, в которой может установиться относительное равновесие подвижных веществ и где в основном действует гравитационный фактор;

М. Habbert (1953 г.) — участок пласта, где потенциал нефти или газа принимает значение местного минимума;

А. И. Леворсен (1970 г.) — участок структурного элемента, благоприятный для аккумуляции нефти и газа;

Н. Б. Вассоевич, М. К. Калинко (1970 г.) — часть природного резервуара, в котором нефть и газ могут находиться в состоянии гидродинамического равновесия в количествах, достаточных для образования залежей (более 1000 м³); резервуары, в которых могут скапливаться или уже скопились нефть и (или) газ;

В. А. Клубов (1978 г.) — ловушка представляет собой такое место скопления нефтяных УВ, в котором гидравлические силы уравновешены, а потенциал флюидов минимален;

Н. А. Еременко, И. М. Михайлов, Б. М. Яковлев (1978 г.) — участок пласта-коллектора с минимальным потенциалом УВ, ограниченный замкнутой эквипотенциальной поверхностью с максимальным значением потенциала.

Ловушка, заключающая залежь или способная ее заключать, представляет простейший нефтегазоносный элемент земной коры и должна рассматриваться как часть природного резервуара и характеризоваться условиями, обуславливающими положение залежи нефти (и, или газа) в нем. Первоначально все классификации ловушек строились исходя из обычно не высказанной предпосылки об отсутствии в природном резервуаре перепада напоров. Предполагалось горизонтальное положение пьезометрической поверхности или, что то же самое, равенство приведенных давлений в объеме резервуара. В этом случае распределение флюидов в ловушке подчиняется исключительно гравитационным силам (силам всплывания). Форма и объем ловушки контролируются непроницаемыми ограничениями резервуара и положением горизонтальной поверхности, разделяющей воду и скопления УВ (см. рис. 5.1). Непроницаемое ограничение

для всплывающих УВ образуется либо изгибом непроницаемой поверхности, либо литологическим замещением (литологическое замещение по восстанию, стратиграфическое, иногда эрозивное несогласие). Наличие ловушки и ее размеры в плане определяются возможным положением внешнего контура нефте- или газоносности. Контур должен быть замкнут либо сам на себя (различные антиклинальные формы), либо на непроницаемые ограничения резервуара (изолирующие разрывы, литологические и стратиграфические замещения). Возможный объем ловушки контролируется гипсометрическим положением горизонтальной поверхности водонефтяного (ВНК) или газоводяного (ГВК) контактов.

Фактически в природе пьезометрические поверхности негоризонтальны, наблюдаются перепады приведенных давлений, которые вызывают отклонение от горизонтального положения ВНК и ГВК. Наклонные ВНК и ГВК рассмотрены в § 2 гл. 7.

Действие гидравлических сил в пласте не ограничивается смещением нефтегазоводяного контакта. Часто экранирующая геологическая граница (литологическое выклинивание, стратиграфическое несогласие, поверхность разрыва) оказывается экранирующей вследствие наличия у этой границы перепадов давления, а не появления на пути движения флюидов непроницаемой поверхности. Экранирующая роль гидравлических сил у тектонических разрывов, в частности у пластов с пониженным аномальным давлением, рассмотрена в работе Н. А. Еременко и И. М. Михайлова (1972 г.). А. А. Карцев и З. А. Табасаранский в 1957 г. дали обоснование экранирующим свойствам гидравлических сил в зонах стратиграфических несогласий. Аналогичных взглядов придерживаются А. И. Леворсен (1970 г.), Ю. П. Гаттенбергер (1973 г.) и ряд других исследователей.

По мнению Н. А. Еременко, И. М. Михайлова, Б. М. Яковлева (1978 г.), необходимым условием сохранения гидравлически экранированных залежей у разломов является превышение напоров (потенциалов) вод в зоне разлома над напорами вод в продуктивных пластах (рис. 5.6, а). Существование залежей нефти и газа на моноклиналиях также возможно при гидродинамическом режиме пластовых вод, для этого напоры вод в пластах-коллекторах должны снижаться вниз по падению пород (рис. 5.6, в, е). При этом УВ могут накапливаться лишь на участках, где происходит увеличение крутизны наклона пласта-коллектора или уменьшение угла наклона пьезометрической поверхности. Изменение угла наклона пьезометрической поверхности возможно при изменении фильтрационных свойств пласта-коллектора (см. рис. 5.6, е). При этом для сохранения залежей необходимо, чтобы фильтрационные свойства пород ухудшались по восстанию, а напоры вод снижались в противоположном направлении. Нефть и газ будут накапливаться в зоне перехода между участками с высокими и низкими фильтрационными параметрами. Рассматриваемые залежи на моноклиналиях являются одной из разновидностей литологически ограниченных залежей.

Гидравлически экранированные залежи нефти и газа на моноклиналиях по ряду нефтегазоносных провинций зарубежных стран описаны в работах М. Хабберта в 1953 и 1967 гг. Известны такие залежи и в Советском Союзе. Наиболее показательна нефтяная залежь пласта IV (палео-

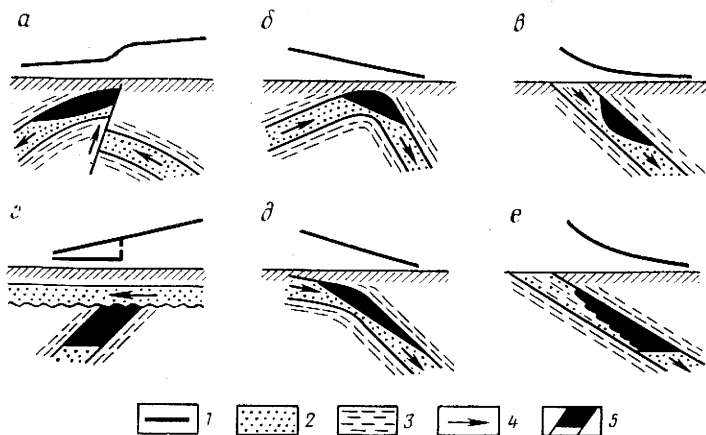


Рис. 5.6. Схематические разрезы гидравлически экранированных залежей нефти и газа у проводящих разломов (а), на сводах антиклиналей (б), на моноклиналих: на участках изменения фильтрационных свойств коллекторов (в), на структурных выступах, осложняющих моноклинали (д), у границ фациального замещения коллекторов (е).

1 — пьезометрическая поверхность; 2 — пласт-коллектор; 3 — глинистые породы; 4 — направление движения вод; 5 — залежи нефти и газа

ген) на Нарынской моноклинали Ферганской впадины (Ю. П. Гатенбергер, 1973 г.).

Для другого типа гидравлически экранированных залежей на моноклиналих (у перегибов моноклиналей) изменение фильтрационных свойств пластов необязательно (рис. 5.6, д). Наклон пьезометрической поверхности может оставаться постоянным, но в этом случае должен меняться угол наклона пласта-коллектора. Очевидно, что данный тип является разновидностью смещенных залежей (рис. 5.6, б).

Существенное значение для сохранения залежей имеют капиллярные силы (см. § 3 гл. 8). В работе И. О. Брода (1951 г.) приводится пример залежей нефти в линзах крупнозернистого песчаника в тонкозернистом водоносном песчанике каменноугольного возраста в Аппалачской нефтегазосной области США (рис. 5.7).

Интересные примеры гидродинамически экранированных залежей в Канаде приводит Дж. Мастерс [69]. В штате Альберта на моноклинали

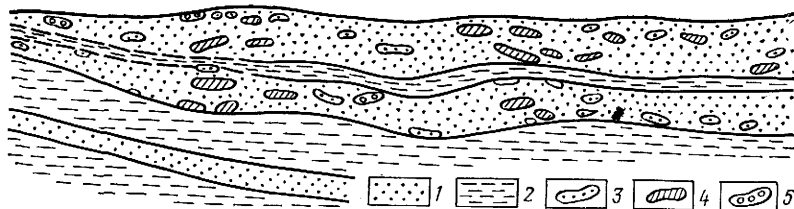


Рис. 5.7. Линзы-резервуары, ограниченные со всех сторон породами, насыщенными водой. Разрез через 100-футовый песчаник, Аппалачская провинция, США (И. О. Брод, 1951 г.)

1 — песчаники; 2 — глины; 3 — линзы крупнозернистого песчаника; 4 — то же, заполненные нефтью; 5 — то же, заполненные нефтью и газом

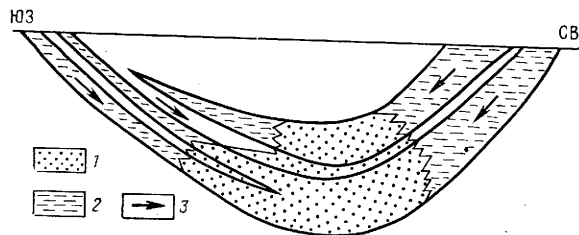


Рис. 5.8. Схематический поперечный разрез месторождения Сан-Хуан, Канада. Породы мезозойского возраста, заполненные: 1 — газом; 2 — водой; 3 — направление падения напоров

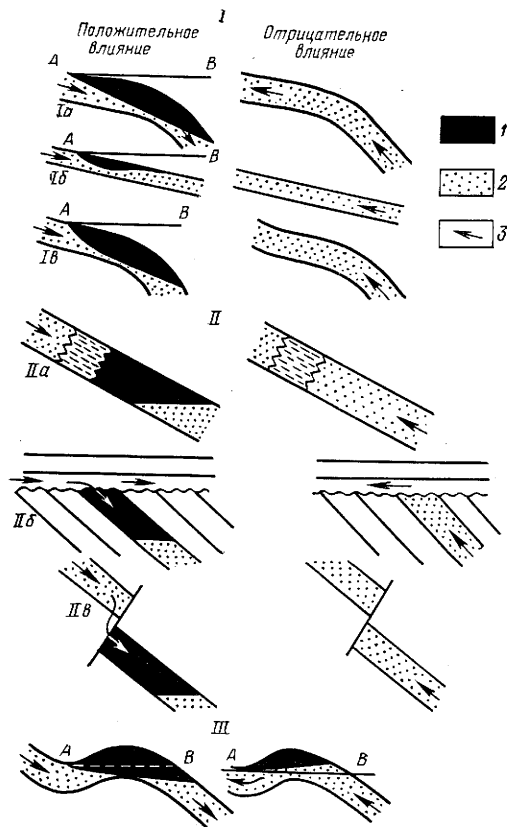


Рис. 5.9. Влияние гидродинамической обстановки на залежи нефти и газа (левая часть рисунка может рассматриваться как схема классификации гидродинамических залежей). По Ю. П. Гаттенбергеру, 1973 г.

I — собственно гидродинамические залежи: Ia — структурных носов и террас с прямым наклонным контактом углеводород—вода; Ib — на моноклиналиях с изогнутой поверхностью контакта углеводород—вода при наличии U-образного изгиба пьезометрической поверхности вод, открытого вниз по падению слоев; Ib — смешанные, где накопление UV обусловлено как незакрытым изгибом слоев, так и изогнутой формой поверхности контакта с водой; II — экранно-гидродинамические залежи; IIa — литолого-гидродинамические; IIb — стратиграфо-гидродинамические; IIв — тектоно-гидродинамические; III — сводово-гидродинамические залежи.
1 — углеводород; 2 — вода; 3 — направление движения подземных вод; АВ — линия горизонтальной поверхности

Дип-Басин удерживается залежь газа в мезозойских песчаниках общей высотой более 3 км (мощность отдельных пластов от 10 до 150 м). Вверх по восстанию песчаники водоносны, пористость и проницаемость их улучшаются. Запасы газа порядка 11,3 трлн. м³. В мезозойских песчаниках месторождения Сан-Хуан залежь газа с запасами 700 млрд. м³ занимает синклиналичную часть структуры (рис. 5.8), на крыльях песчаники заполнены водой. Пористость и проницаемость их в газовой части составляют соответственно 14 % и 0,001 мкм², а в водоносной части 25 % и 0,1 мкм². На месторождении Милк-Ривер в аналогичных литологических условиях удерживается залежь газа (запасы 250 млрд. м³) на моноклинали.

Во всех описанных случаях наблюдается падение напоров со стороны водоносных частей пластов в сторону газовых залежей. К сожалению, нет твердой уверенности в том, что в описанных Дж. Мастерсом случаях залежи газа экранируются напором вод («блокировка водой»), так как автором не рассмотрены капиллярные явления и не учтены особенности фазовой проницаемости. При одной и той же насыщенности песчаников водой по мере роста диаметра пор и проницаемости будет увеличиваться фазовая проницаемость воды (и соответственно уменьшаться фазовая проницаемость газа).

Классификации ловушек, разработанные советскими исследователями, можно разделить на три группы.

Первая, наиболее многочисленная, объединяет классификации, которые их составители именуют классификациями залежей нефти и газа, но при этом разделяют последние по признакам (генезис и строение участка недр, заключающего залежь, тип содержащего ее природного резервуара), характеризующим в первую очередь и главным образом не сами

Т а б л и ц а 5.6

Классификация залежей нефти и газа
(И. О. Брод, 1951 г.)

Группа	Подгруппа	Род
Пластовые	Сводовые	Нарушенные Слабонарушенные Разбитые на блоки Тектонически экранированные Стратиграфически экранированные Литологически экранированные
	Экранированные	
Массивные	В структурных выступах В эрозионных выступах В биогенных выступах	
Литологически ограниченные	Замкнутые водой Литологически замкнутые	
	Замкнутые литологически и водой	

Классификация ловушек нефти и (или) газа
(В. Б. Оленин, 1974 г.)

Группа (по форме ловушки)	Подгруппа (по форме ловушки)	Вид (по генезису ловушки)
Изгибы	Сводовые изгибы	Изгибы бокового сжатия ¹ Изгибы, образованные над ядром диапира ² Изгибы, образованные над разрывом ² Отраженные изгибы
Выступы	Синклиналь- ные изгибы ³	Биогенные выступы Эрозионные выступы Выступы, поднятые по ограничивающим разрывам
Ловушки экра- нирования		Экранирования по разрыву Экранирования по поверхности несогласия Выклинивания Экранирования ядром диапира Экранирования жерлом грязевого вулкана Запечатывания асфальтом
Линзы и линзо- видные ло- вушки		Седиментационные линзы Линзы тектонической трещиноватости Линзы выветривания

¹ Синклинальные изгибы бокового сжатия, находящиеся в складчатых областях, не могут содержать залежи нефти и газа ввиду насыщения коллекторов напорными пластвыми водами.

² Синклинальная форма невозможна из-за механизма их образования.

³ О залежах газа в синклиналиях см. § 4 (прим. ред.)

залежи, а элементы коры, в которых они находятся, т. е. ловушки нефти и газа. Во вторую группу входят классификации собственно ловушек нефти и газа. К третьей группе отнесены классификации, учитывающие наличие гидродинамических напоров в резервуарах.

Пример классификации, представляющей первую группу, приведен в табл. 5.6. По таким же признакам составлены классификации залежей нефти и газа (а фактически содержащих их ловушек) И. В. Высоцким в 1954 г., А. Я. Кремсом в 1954 г., А. В. Ульяновым и Г. А. Хельквистом в 1955 г., Н. Ю. Успенской в 1955 г., В. М. Завьяловым в 1964 г. и др.

Среди классификаций, отнесенных ко второй группе, можно указать на схемы, предложенные Н. Б. Вассоевичем в 1954 г. и Н. А. Еременко в 1968 г. Последний выделил следующие типы ловушек по условиям их образования: складчатых дислокаций, разрывных дислокаций, стратиграфических несогласий, литологические, комбинированные. В классификации ловушек нефти и газа, подготовленной В. Б. Олениным (табл. 5.7), ловушки разделены сначала по форме и лишь затем по генезису, поскольку автор считает форму ловушки признаком, имеющим наибольшее практическое значение.

Третья группа классификаций ловушек с учетом гидродинамических напоров и наклонным наложением контактов относительно малочисленна. В качестве примера классификации гидравлически экранированных ловушек могут рассматриваться схема Н. А. Еременко, И. М. Михайлова, Б. М. Яковлева, составленная в 1978 г. (см. рис. 5.6), и классификация ловушек, предложенная Ю. П. Гаттенбергером в 1973 г. (рис. 5.9). Выпуклые локальные изгибы пьезометрической поверхности могут быть следствием действия капиллярных сил при изменении размера пор коллектора.

Помимо общих классификаций ловушек нефти и газа в Советском Союзе опубликовано большое число частных схем для одной или нескольких определенных категорий этих объектов.

§ 5. Месторождения нефти и газа и их классификация

Приведенные ниже определения понятия «месторождение нефти и газа», данные разными авторами, показывают, что оно трактуется достаточно сходно:

И. М. Губкин (1932 г.) — всякое более или менее значительное естественное скопление нефти в земной коре;

И. О. Брод (1950 г.) — совокупность залежей нефти и газа, контролируемых единым структурным элементом и заключенных в недрах одной и той же площади;

А. И. Леворсен (1957 г.) — совокупность залежей, приуроченных к единому структурному элементу или тесно связанных друг с другом любым иным образом;

Н. А. Еременко (1968 г.) — участок земной коры определенного геологического строения, содержащий в себе залежи нефти и (или) газа;

Н. Б. Вассоевич, М. К. Калинин (1970 г.) — участок земной коры (обычно стратисферы), с которым связана одна или несколько залежей газа, нефти или других нафтидов;

В. Б. Оленин (1970 г.) — участок земной коры, заключающий обособленную совокупность залежей нефти и (или) газа в ловушках, формирование которых обусловлено генезисом и строением этого участка;

А. А. Бакиров (1976 г.) — местоскопление нефти и газа¹ — это ассоциация (совокупность) единичных их скоплений (залежей), приуроченных к одной или нескольким ловушкам, расположенным на одной локальной площади.

Н. Б. Вассоевичем, Н. А. Еременко и В. Б. Олениным в понятие «месторождение» включается не только сумма залежей, но и вся толща пород, принимающая участие в строении месторождения.

Группа или тип месторождений предопределяют и тип встречающихся в них залежей. Отсюда вполне естественно должны вытекать и особенности поисков и разведки различных нефтяных и (или) газовых месторождений, а в дальнейшем и принципы их разработки.

¹ Неоднократно отмечалось, что термин «месторождение нефти и газа» неверен по смыслу, поэтому некоторые авторы, например А. А. Бакиров, считают нужным заменить его на «местоскопление нефти и газа».

Классификация месторождений нефти и газа [24]

Класс	Подкласс
Месторождения платформенных областей	Месторождения: глубоких грабенов внутриплатформенных впадин (синеклиз) крупных сводовых поднятий и их склонов платформенной ступени (зона шельфа) крутого склона платформы (или уступа)
Месторождения складчатых областей	Месторождения: центральной части передового (предгорного прогиба) внутреннего борта предгорного прогиба собственно складчатых зон межгорных впадин на древнем основании наложенных мульд

Нефтяное и (или) газовое месторождение должно прежде всего характеризоваться геологическим строением участка земной коры, к которому оно приурочено, и типами ловушек с залежами нефти и (или) газа. Часто приводятся дополнительные параметры, характеризующие месторождение: геологическое строение или положение данного участка по отношению к более крупным тектоническим элементам земной коры, наличие различных структурных планов, количество залежей, запасы, плотность запасов на площади, фазовое состояние УВ в залежах, вертикальная зональность распределения УВ, характер давления в пластах, количество базисных горизонтов и т. д.

Тектонический принцип, например, положен в основу классификации месторождений, предложенной Н. А. Еременко (табл. 5.8) [24]. Условия формирования того или иного структурного элемента, контролирующего образование месторождения, прежде всего зависят от того, с каким крупным геоструктурным элементом земной коры связано развитие этого элемента. В качестве основных геоструктурных элементов в земной коре в данной классификации выделены геосинклинали и платформы. Особенности развития геосинклиналей и платформ предопределяют характер структурных осложнений в их пределах, поэтому правомочно разделение структурных форм, с которыми могут быть связаны нефтяные и газовые месторождения, на два основных класса: геосинклинали (складчатые) и платформенные. Переход от геосинклинали к платформе осуществляется, как правило, через предгорный прогиб, который хотя и развивается в значительной своей части на теле платформы, является как бы переходным элементом между ней и геосинклиналью. Внешняя часть предгорного прогиба несет на себе черты, характерные для платформы, а внутренняя обладает некоторыми особенностями, присущими геосинклинали.

Большинство предложенных классификаций месторождений нефти и газа базируется на тех или иных тектонических представлениях. Иногда введя за классификацией залежей (ловушек) делается упор на генезис

Основные генетические типы местоскоплений нефти и газа [2]

Класс	Группа и подгруппа местоскоплений
Структурный	<p>Местоскопления, приуроченные к антиклинальным и куполовидным структурам простого строения антиклинальным и куполовидным структурам с несоответствием структурных поверхностей отдельных стратиграфических подразделений:</p> <ul style="list-style-type: none"> характеризующимся смещением сводовых частей отдельных литолого-стратиграфических подразделений с существенно различным строением отдельных структурных этажей <p>антиклинальным и куполовидным структурам, нарушенным разрывным дислокациями</p> <ul style="list-style-type: none"> антиклинальным и куполовидным структурам, осложненным соляной тектоникой антиклинальным и куполовидным структурам, осложненным диапиризмом или грязевым вулканизмом: <ul style="list-style-type: none"> с открытым грязевым вулканом или открытым диапировым ядром с погребенным грязевым вулканом или крипто-диапиром
Рифогенный	<p>антиклинальным структурам и куполовидным поднятиям, осложненным вулканогенными образованиями</p>
Литологический	<p>моноклиналям</p>
Литологический	<p>синклиналиям</p> <p>одиночным рифовым массивам</p> <p>группе (ассоциации) рифовых массивов</p> <p>участкам выклинивания пластов-коллекторов или замещения проницаемых пород непроницаемыми (литологически экранированными):</p> <ul style="list-style-type: none"> выклинивания пласта-коллектора по восстанию слоев замещения проницаемых пород непроницаемыми запечатанным образованиям асфальта песчаным образованиям вдоль прибрежных частей палеоморей: образованиям ископаемых русел палеорек валоподобным песчаным образованиям ископаемых баров
Стратиграфический	<p>линзообразно залегающим пластам-коллекторам</p> <p>участкам стратиграфических несогласий:</p> <ul style="list-style-type: none"> на антиклиналях на моноклиналях на эродированной поверхности погребенных выступов палеорельефа
Литолого-стратиграфический	<p>участкам выклинивания пластов-коллекторов, срезаемых эрозией и перекрытых со стратиграфическим несогласием непроницаемыми отложениями более молодого возраста</p>

Классификация месторождений нефти и (или) газа
(В. Б. Оленин, 1974 г.)

Тип (по генезису структурных элементов, представляющих месторождения)	Класс и подкласс (по строению структурных элементов, представляющих месторождения)	Типичная совокупность ловушек
Голоморфного складкообразования	Линейных антиклиналей и брахиантиклиналей, не нарушенных разрывами	Сводовые
Диапиризма	Линейных антиклиналей и брахиантиклиналей, осложненных разрывами	Сводовые Экранирования по разрыву
	Непрорванных соляных куполов	Сводовые Экранирования: по разрыву, по поверхности несогласия
	Закрытых диапиров	Выклинивающиеся Сводовые Экранирования: ядром диапира, по разрыву, по поверхности несогласия
	Открытых диапиров	Выклинивающиеся Линзы выветривания в кепроке
Идиоморфного складкообразования	Куполов, брахиантиклиналей и антиклиналей платформенного типа: пологих складок, флексур	Сводовые Экранирования по поверхности несогласия
	Платформенных синклиналей	Выклинивающиеся Седиментационные линзы
Разрывообразования	Приразрывных моноклинальных участков и складок	Синклинальные изгибы Экранирования по разрыву Сводовые
	Приразрывных трещиноватых участков	Линзы тектонической трещиноватости
	Горстов	Выступы, поднятые по ограничивающим разрывам
Биогенные	Рифовых массивов	Экранирования по разрыву
		Биогенные выступы Сводовые Выклинивающиеся

Тип (по генезису структурных элементов, представляющих месторождения)	Класс и подкласс (по строению структурных элементов, представляющих месторождения)	Типичная совокупность ловушек
Седиментогенные	Участков выклинивания на моноклинали Локальных песчаных скоплений: баров, русловых тел	Выклинивающиеся Седиментационные линзы Седиментационные линзы
Денудационные	Погребенных возвышенностей палеорельефа Моноклиналией, срезанных поверхностью углового несогласия Участков распространения трещин и каверн под поверхностью размыва	Эрозионные выступы Сводовые Экранирования по поверхности несогласия Выклинивающиеся Линзы выветривания

геологических форм, к которым приурочено месторождение. Наиболее четко это выражено в схемах, предложенных А. А. Бакировым (табл. 5.9) и В. Б. Олениным (табл. 5.10).

Геологическое строение месторождений часто бывает достаточно сложным. В его пределах может существовать несколько самостоятельных структурных этажей. Разведка и разработка таких месторождений чрезвычайно усложняется. Возникает необходимость изучения соотношения в плане контуров залежей между собой и с контурами структурных поверхностей (по соответствующим, обычно кровельным поверхностям). А. Э. Конторовичем и др. [15] предлагается классификация, разработанная с учетом возможной сложности строения месторождения (табл. 5.11).

Безусловно, одной из главных характеристик месторождения является тип и число залежей. Для определения типа залежей могут быть использованы классификации, рассмотренные в § 2. С числом залежей тесно связан вопрос о выделении базисных продуктивных горизонтов для их разведки и разработки. Обычно этот важный вопрос выпадает из поля зрения авторов классификаций. В этом отношении выгодно отличается классификация, предложенная коллективом сибирских ученых (см. табл. 5.11).

Для любого месторождения должны быть установлены категория и размеры запасов полезного ископаемого. Для характеристики запасов могут быть использованы классификации, приведенные в § 1. В некоторых классификациях специально учитывается и размер запасов (см. табл. 5.11). Для количественной оценки запасов месторождения часто используется плотность запасов — число тонн нефти или кубических метров газа, приходящееся на 1 км² площади месторождения.

Классификация месторождений УВ [15]

Классификационные признаки	Классы месторождений
Число залежей	Однозалежные Многозалежные
Фазовое состояние залежей	Нефтяные Газовые Нефтегазовые
Соотношение контуров структур и залежей	Внутриконтурные Законтурные Смешанные
Соотношение контуров залежей	Одноконтурные Многоконтурные
Запасы	Супергигантские Гигантские Крупные Средние Мелкие Непромышленные
Количество базисных горизонтов	Однобазисные Многобазисные

Как уже отмечалось, запасы нефти, газа и конденсата должны характеризоваться не только количественно, но и качественно (см. § 2). Первостепенное значение здесь приобретает фазовое соотношение УВ в залежах. Классификации залежей по фазовому соотношению приведены в § 2.

В разрезе нефтяных месторождений можно выделить несколько зон, специфичных по условиям нахождения в них залежей нефти и газа. В 1962 г. Н. А. Еременко [24] предложил выделять в месторождениях пять вертикальных зон (табл. 5.12), которые встречаются не во всех классах нефтяных месторождений. Особенности распределения вертикальных зон накладывают отпечаток на тип месторождений и залежей нефти и газа. Вертикальная зональность контролирует глубины возможного нахождения залежей, присущие им давления (нормальное, избыточное и аномальное), температуру, а следовательно и свойства нефтей и газов, закономерности их изменения по разрезу и т. д. (см. табл. 5.12).

Большая мощность осадочной толщи месторождений, сложность их геологического строения, наличие многочисленных залежей в условиях различных давления и температуры весьма осложняет их рассмотрение. По-видимому, необходимо не только изучать отдельные залежи, входящие в месторождение, и встречающиеся между ними водоносные горизонты, но и выяснять закономерные взаимосвязи между ними; необходимо изучать закономерные изменения по месторождению таких параметров, как температура и давление (не только в залежах, но и в промежуточных горизонтах).

Характеристика вертикальных зон в месторождениях нефти и газа [24]

Зоны	Примерная глубина нижней границы зон, км	Давление, МПа	Качество нефти и характер изменений	Закономерности взаимного растворения нефти и газа	Естественные режимы залежей	Состав газов в газовых залежах
1	0,5—0,8	5,5—9	Возможны различные сочетания нефтей; часто встречаются окисленные и выветрелые нефти, потерявшие легкую фракцию	Прямая зависимость Попутные газы с глубиной становятся суше	Возможно сочетание любых режимов	Преобладают сухие газы
2	0,8—1,0	9—12	Нефти более легкие и содержат больше метана	В зависимости от качества нефтей и газов возможно слабое проявление обратной растворимости	В нефтяных залежах распространен водонапорный режим; встречаются упругие режимы	Процент жирных газов возрастает
3	2—2,5	Нормальное до 30, аномальное до 35—45	Нефти еще более легкие и содержат еще больше метана	С глубиной все более ярко проявляется обратная растворимость. Газы становятся более жирными	Наиболее распространены упругий и напорный режимы	То же
4	До 5	Нормальное до 60, аномальное до 100	Преобладают легкие нефти конденсатного типа	То же	Наиболее распространен упругий режим	То же
5	Более 5	Более 100	Преимущественно газовая фаза	Одна фаза (?)	Упругий режим	Возможна метанизация

Ни в одной из приведенных классификаций не рассматривается вопрос о возможности образования месторождений нефти в ударных структурах, т. е. структурах, образовавшихся вследствие падения крупных метеоритов на поверхность Земли. В настоящее время, по данным Э. Кинга (1979 г.), число ударных кратеров на поверхности Земли варьирует от 50 до 120. По мнению Р. Донофрио (R. R. Donofrio, 1981 г.), ударных кратеров только с диаметром более 10 км известно не менее 3000.

Схематически строение ударной структуры по Э. Кингу (1979 г.) следующее: формируется внешний кратерный вал круглой формы, сложенный рыхлыми породами (может образовывать хороший пористый коллектор при захоронении), под валом коренные породы разбиты трещинами (трещинный коллектор), внутренняя впадина обычно заполнена брекчией (коллектор). В более сложных случаях во впадине образуется центральное поднятие, выраженное горкой или кольцевой структурой, окруженной кольцевой депрессией. Центральное поднятие сложено, как правило, брекчией. Под дном кратера породы обычно сильно уплотнены и имеют грабеобразное строение.

По мнению Р. Донофрио, месторождение Вьюфилд в Северной Америке, открытое в 1969 г., приурочено к ударной структуре, образовавшейся при падении метеорита на палеозойские (карбон) породы. Диаметр кратерного вала 5—6 км. Залежь нефти с извлекаемыми запасами около 2,5 млн. т, приурочена к брекчии кратерного вала. На месторождении Ред-Винг-Крик, которое, по мнению того же автора, также связано с метеоритным кратером в породах палеозоя (ордовик), залежь нефти приурочена к брекчии центрального поднятия диаметром 6,5 км. Извлекаемые запасы нефти составляют 5,5—10 млн. т. В принципе, по мнению Р. Донофрио, образование структур ударного типа возможно и на базе докембрийского метаморфизованного фундамента. К такому типу, вероятно, относится находящаяся в разведке площадь Ньюпорт в Северной Дакоте США.

§ 6. Зоны нефтегазонакопления, их ареалы и классификация

Однозначная трактовка понятия «зона нефтегазонакопления» отчетливо выражена в сходстве ее определений, сделанных разными авторами:

И. О. Брод, Н. А. Еременко (1950 г.) — структурная зона, объединяющая многочисленные месторождения, связанные единством условий формирования залежей нефти и газа;

В. Е. Хаин (1954 г.) — группы месторождений, связанных общностью нефтегазоносных свит и сходством формы залегания слоев, а также приуроченностью к крупным эндоструктурным или экзоструктурным (седиментационно-денудационным) единицам;

В. Б. Оленин (1970 г.) — часть земной коры, в пределах структурно обособленного элемента последней, обеспечивающая своим генезисом и строением общность условий формирования заключенных в ней месторождений нефти и (или) газа;

А. А. Бакиров (1976 г.) — ассоциация смежных и сходных по геологическому строению местоскоплений нефти и газа, приуроченных к определенной и в целом единой группе генетически связанных между собой локальных ловушек;

М. Ф. Мирчинк, Н. А. Еременко, В. А. Клубов и др. (1976 г.) — обособленные в современном структурном плане геологические структуры, чаще всего второго порядка, любого происхождения, контролирующие совокупность географически сближенных и геологически схожих залежей и месторождений нефти и газа;

В. А. Клубов (1978 г.) — регионально обособленная пространственно-генетическая общность (ассоциация) месторождений и (или) залежей нефти, газа или конденсата.

В качестве главных параметров характеристики зон нефтегазонакопления обычно рассматриваются следующие два:

генезис (механизм формирования) структурных элементов, которыми выражены эти зоны, позволяющий судить об их тектонической приуроченности и тем самым намечать для поисков площади их предполагаемого распространения;

строение структурных элементов, представляющих зоны нефтегазонакопления, контролирующие современное распространение залежи в пределах зон и служащее основой для разработки рационального комплекса исследований при поисках и разведке зон нефтегазонакопления.

Сказанное касается структурно-генетической характеристики зон нефтегазонакопления как элементов земной коры. Однако обособление таких элементов правомочно лишь в случае доказанного или предполагаемого (возможные зоны нефтегазонакопления) присутствия в них залежей нефти и (или) газа. Поэтому зона нефтегазонакопления должна быть также охарактеризована с точки зрения нефтегазоносности, масштабов и условий возникновения последней, т. е. должно быть изучено: фазовое состояние УВ в залежах данной зоны, тип нефтяных и газовых залежей, размеры зоны нефтегазонакопления, величина и плотность запасов нефти и газа различных категорий, количество и возраст присутствующих продуктивных горизонтов, пространственно-временные соотношения зон нефтегазонакопления с основными генерирующими комплексами. Приведенными показателями истинная их совокупность, конечно, не исчерпывается.

И. И. Нестеров (1976 г.) выделяет в пределах нефтегазоносных площадей участки, отличающиеся друг от друга фазовым состоянием УВ в залежах, составом углеводородного сырья, а также некоторыми другими показателями, и именует такие участки зонами.

В ряде случаев синонимом зоны нефтегазонакопления в американской литературе является термин «trend». Однако этот термин применяется далеко неравнозначно. Иногда им определяют район распространения смежных однотипных месторождений, но чаще характеризуют линейную площадь присутствия месторождений, заключающих разновозрастные нефтегазоносные комплексы.

Некоторые исследователи, выделяя в земной коре объекты с той или иной вполне конкретной геологической характеристикой, называют такие объекты ареалами. А. А. Бакиров [2] широко использует понятие об

Основные генетические типы зон нефтегазоаккумуляции [2]

Класс	Группа	Подгруппа
Структурный	<p>Зоны, формирование которых связано:</p> <p>с региональными линейно вытянутыми положительными структурами</p> <p>с региональными разрывными нарушениями</p> <p>с зонами регионального развития трещиноватости</p> <p>с соляной тектоникой</p>	<p>Зоны, приуроченные к валоподобным поднятиям платформенных областей:</p> <p>унаследованного развития инверсионного происхождения</p> <p>Зоны, приуроченные к антиклинориям складчатых областей:</p> <p>унаследованного развития инверсионного происхождения</p> <p>Зоны, приуроченные к:</p> <p>зонам солянокупольных структур</p> <p>погребенным поднятиям межкупольных пространств</p>
Рифогенный	<p>Зоны, формирование которых связано с рифогенными образованиями</p>	
Литологический	<p>Зоны, формирование которых связано с:</p> <p>региональным изменением литологии и физических свойств коллекторов, выклиниванием их по восстанию слоев и т. д.</p> <p>песчаными образованиями вдоль прибрежных частей древних морей</p>	<p>Зоны, приуроченные к:</p> <p>участкам замещения проницаемых отложений слабопроницаемыми</p> <p>участкам регионального выклинивания литолого-стратиграфических комплексов на склонах поднятий и впадин</p> <p>песчаным валоподобным образованиям типа баров в прибрежных частях древних морей</p> <p>песчаным прибрежно-дельтовым образованиям палеорек</p>
Стратиграфический	<p>Зоны, приуроченные к участкам регионального срезания и несогласного перекрытия коллекторов слабопроницаемыми породами</p>	

Класс	Группа	Подгруппа
Литолого-стратиграфический	Зоны, приуроченные к участкам выклинивания литолого-стратиграфических комплексов, несогласно перекрытых слабопроницаемыми отложениями более молодого возраста	

«ареале региональной нефтегазоносности литолого-стратиграфического комплекса». Н. Б. Вассоевич (1970 г.) говорит об «ареалах нефтегазопроявлений (нафтидопроявлений)» и «ареалах промышленной нефтегазоносности».

В. Б. Оленин в 1970 г. предложил выделить самостоятельную категорию элементов нефтегеологического районирования — ареалы зон нефтегазонакопления, каждый из которых представляет крупную область земной коры, заключающую пространственно обособленную совокупность однотипных зон нефтегазонакопления (антиклинальных, рифовых и т. п.).

Рассматриваемая категория, являясь производной категории «зона нефтегазонакопления», обладает всеми качественными признаками последней, уже упомянутыми выше.

Классификации зон нефтегазонакопления можно объединить в две основные группы. В первой из них зоны нефтегазонакопления разделяются по структурному признаку, а во второй — как по строению, так и по генезису структурных элементов, которыми выражены зоны. Примером классификации первой группы служит схема И. О. Брода (1951 г.), который выделил две разновидности зон нефтегазонакопления, связанных с линейно-вытянутыми структурными барьерами и с зонами регионального выклинивания формаций. Затем И. О. Брод и Н. А. Еременко в 1957 г. обособили три типа зон нефтегазонакопления: антиклинальные, регионального выклинивания и регионального несогласия.

Ко второй группе относятся классификации А. А. Бакирова (табл. 5.13), В. Н. Ханна и ряда других исследователей. В некоторых классификациях зон нефтегазонакопления для каждой выделенной категории указана типичная совокупность месторождений нефти и газа (табл. 5.14).

Фазовое состояние УВ в залежах зон нефтегазонакопления является основанием для общепринятого выделения зон газонакопления, преимущественного газонакопления, преимущественного нефтенакопления и нефтенакопления (при отсутствии свободной газовой фазы в залежах в виде газовых шапок).

По этому же признаку, а также по качеству углеводородного сырья И. И. Нестеров предложил на картах изолиний процентного содержания газообразных УВ (в выявленных залежах) обособлять зоны (площади распространения: нефтяных залежей (оконтуренных изолинией содержа-

Классификация зон нефтегазоаккумуляции
(по В. Б. Оленну, 1974 г.)

Тип (по генезису структурных элементов, представляющих зоны нефтегазоаккумуляции)	Класс (по строению структурных элементов, представляющих зоны нефтегазоаккумуляции)	Типичные месторождения
Голоморфного складкообразования	Антиклинальные	Линейных антиклиналей и брахиантиклиналей: ненарушенных разрывами осложненных разрывами
Диапиризма	Соляных и глиняных диапиров	Непрорванных соляных куполов Открытых диапиров Закрытых диапиров
Идиоморфного складкообразования	Платформенных поднятий: валов и вершин сводов флексурных валов	Куполов, брахиантиклиналей, антиклиналей платформенного типа (пологих складок, флексур)
Разрывообразования	Региональных разрывов	Приразрывных моноклинальных участков и складок Приразрывных трещиноватых участков
Биогенные Седиментогенные	Рифовые Регионального выклинивания Систем локальных песчаных скоплений Речных прибрежных	Рифовых массивов Участков выклинивания на моноклинали Локальных песчаных скоплений (баров, русловых тел)
Денудационные	Регионального несогласия	Моноклиналей, срезанных поверхностью углового несогласия Погребенных возвышенностей палеорельефа Трещиноватых, кавернозных участков под поверхностью размыва

ния газообразных УВ менее 10 %), нефтяных с газовыми шапками (между изолиниями 15—30 %), нефтегазоконденсатных (30—60 %), газоконденсатных (60—95 %) и газовых (оконтуренных изолинией более 95 %). На площадях распространения нефтяных залежей И. И. Нестеров рекомендует выделять зоны с разными плотностью, сернистостью, смолистостью нефтей, выходом светлых фракций, газовым фактором и т. п., а для площадей распространения газовых, газоконденсатных залежей и газовых шапок оконтуривать зоны с разным содержанием метана, углекислого газа, азота, суммы C_3H_8 — C_6H_{14} и др.

Классификации зон нефтегазонакопления по масштабам их нефтегазозносности могут быть построены по данным о размерах этих элементов (площади, длине), по величине и плотности запасов нефти и газа различных категорий.

В. Б. Оленин [39] разделил зоны нефтегазонакопления на типы по характерному соотношению их площади с площадью сбора в зоны рассеянных УВ, и на классы — по преобладающему направлению поступления рассеянных УВ в зоны (классы латерального всестороннего питания, латерального одностороннего питания и всестороннего питания из облегающих отложений).

Б. А. Соколов [52] выделил типы зон нефтегазонакопления по их положению относительно очагов нефтегазообразования (совмещенные, периферийные и разобщенные зоны) и по отношению времени их формирования ко времени основного нефтегазообразования (догенерационные, сингенерационные и постгенерационные зоны). Формирование залежей в совмещенных и периферийных зонах обуславливается локальной миграцией УВ, а в разобщенных — дальней латеральной.

Классификация ареалов зон нефтегазонакопления, составленная В. Б. Олениным [39], подобна предложенной им же классификации зон нефтегазонакопления (см. табл. 5.14).

§ 7. Нефтегазозносные провинции, бассейны и наиболее крупные элементы районирования, входящие в их состав

В качестве категорий нефтегазозносных элементов земной коры с последовательным возрастанием их ранга относительно зон нефтегазонакопления одни исследователи рассматривают нефтегазозносные районы, области и субпровинции, а также нефтегазозносные провинции. Другие авторы выделяют в том же качестве нефтегазозносные бассейны и входящие в их состав районы, области, подбассейны и суббассейны.

В своей совокупности элементы перечисленных категорий, как и уже охарактеризованные выше ловушки, месторождения и зоны нефтегазонакопления, обычно называют элементами нефтегеологического (нефтегазогеологического) районирования, назначением которого является обеспечение получения максимума информации о закономерностях современного распространения скоплений нефти и газа, а также о времени, условиях возникновения этих скоплений и их последующей эволюции.

Можно обособить несколько современных направлений нефтегеологического районирования, в основе которых лежат следующие главные элементы:

исторически сложившиеся к настоящему времени категории — нефтегазозносные провинции, а также входящие в них нефтегазозносные области и районы;

обособляемые в современной структуре земной коры нефтегазозносные бассейны;

осадочные (осадочно-породные) бассейны, становящиеся нефтегазозносными на некотором этапе определенно направленного развития;

Определения нефтегазоносных провинций и входящих в их состав нефтегазоносных областей и районов

Нефтегазоносный район	Нефтегазоносная область	Нефтегазоносная провинция
-----------------------	-------------------------	---------------------------

А. В. Ульянов, Г. А. Хельквист (1955 г.)

Группа смежных месторождений, сходных по геологическому строению

Совокупность нефтегазоносных районов, характеризующихся единой геологической историей и приуроченных к геотектоническим элементам второго порядка

Территория, объединяющая несколько газонасыщенных областей, тяготеющих к крупному геоструктурному элементу первого порядка, геологическая история которого в целом подчинена единому плану в течение длительного отрезка геологического времени

Н. Ю. Успенская (1972 г.)

Часть нефтегазоносной области (провинции, субпровинции), связанная со структурным элементом подчиненного значения, объединяющим группу или несколько групп месторождений, сходных по стратиграфическому положению нефтегазоносных комплексов и условиям залегания нефти и газа

Часть нефтегазоносной провинции (субпровинции), представляющая крупный структурно-тектонический элемент с определенными структурными и литофаціальными особенностями, которые влияют на размещение зон нефтегазонакопления и характер месторождений нефти и газа

Крупная область прогибания, связанная с определенным регионально-структурным элементом (внутриплатформенная, окраинная, межгорная впадина и т. д.) и характеризующаяся определенными чертами строения и геологического развития, а также общими нефтегазоносными комплексами, с которыми связаны месторождения нефти и газа

А. А. Бакиров (1976 г.)

Часть нефтегазоносной области, объединяющая ту или иную ассоциацию зон нефтегазонакопления и выделяющаяся или по геоструктурному, или по географическому признаку

Территория, приуроченная к одному из крупных геоструктурных элементов платформенных, складчатых и переходных территорий, характеризующихся общностью геологического строения и геологической истории развития, включая палеогеографические и литофациальные условия нефтегазообразования и нефтегазонакопления в течение крупных отрезков геологической истории

Единая геологическая провинция, объединяющая ассоциацию смежных нефтегазоносных областей и характеризующаяся сходством главных черт региональной геологии, и в том числе общностью стратиграфического положения основных регионально нефтегазоносных отложений в разрезе этой провинции

В. В. Семенович и др. (1976 г.)

Часть нефтегазоносной области — территория с разведанными запасами УВ, расположенная, как правило, в пределах одного или нескольких средних тектонических элементов (выступ, вал, куполовидное поднятие, депрессия и т. д.) или их частей, характеризующихся распространением одноименных продуктивных горизонтов, близкими глубинами их залегания, сходными типами месторождений нефти и газа и фазовым состоянием УВ в залежах

Часть нефтегазоносной провинции или самостоятельная провинция, приуроченная, как правило, к одному или нескольким крупнейшим или крупным тектоническим элементам (краевой прогиб, свод, ступень, мегавал, впадина, зона поднятий или прогибов и т. д.), обладающих сходным геотектоническим строением и историей развития, региональным распространением основных нефтегазоносных комплексов, а также определенной величиной прогнозной оценки и начальных разведанных запасов нефти и газа

Значительная по размерам и осадочному выполнению обособленная территория, приуроченная к одному или группе смежных крупнейших или крупных тектонических элементов (плита, синеклиза, антеклиза, авлакоген, краевой прогиб и т. д.), обладающая сходными чертами геологического строения и развития, характерным стратиграфическим диапазоном нефтегазоносности, определенными геохимическими, литолого-фациальными и гидрогеологическими условиями, а также большими возможностями генерации и аккумуляции УВ

И. И. Нестеров (1976 г.)

Характеризующаяся близкими условиями аккумуляции УВ территория крупной положительной структуры I или II порядка и склоны окружающих ее впадин, служащие нефтегазосборной площадью

Ряд смежных нефтегазоносных районов в пределах определенной литолого-фациальной зоны с близким строением и сходными условиями формирования залежей нефти и газа по каждой нефтесодержащей толще осадочных пород

Часть седиментационного бассейна, граница ее проводится по зоне перехода неперспективных земель в малоперспективные и перспективные

совместно обособляемые нефтегазоносные бассейны и нефтегазоносные провинции, причем как те, так и другие подлежат выделению в современной структуре земной коры;

нефтегазоносные провинции, расцениваемые как современная категория нефтегеологического районирования и нефтегазоносные бассейны, представляющие собой историко-нефтегеологическую категорию.

А. А. Бакиров в ряде трудов (1971, 1976, 1979 гг.) указывал, что при выделении и классифицировании нефтегазоносных провинций, областей и районов необходимо принимать во внимание тектонические, литолого-фациальные и гидрогеологические факторы с учетом, однако, ведущей роли тектонического фактора во времени и пространстве. Вместе с тем А. А. Бакиров подчеркивает необходимость комплексных исследований при нефтегеологическом районировании как в региональном, так и геолого-историческом плане и отмечает, что в разрезе осадочных образований каждой нефтегазоносной провинции присутствуют регионально-нефтегазоносные литолого-стратиграфические комплексы, различающиеся по составу и условиям формирования. Ареалы региональной нефтегазоносности этих комплексов могут совпадать по площади или быть смещены относительно друг друга, охватывая всю провинцию или крупную ее часть. Наличие указанных комплексов отражает региональность и цикличность процессов нефтегазообразования, теснейшим образом связанных с цикличностью осадконакопления и в конечном итоге обусловленных палеотектоникой — общей направленностью развития региональных колебательных движений [60]. Количество циклов (эпох) регионального развития процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления в пределах единой провинции может быть различным для отдельных ее геоструктурных элементов.

А. А. Бакиров полагает, что нефтегеологическое районирование должно быть ступенчатым и состоять из следующих этапов:

геотектоническое районирование исследуемой территории с выделением в ней крупных геоструктурных элементов, отличающихся строением, развитием и характером приуроченных к ним осадочных формаций;

выделение на той же территории палеобассейнов седиментации для крупных циклов литогенеза;

расчленение палеобассейнов седиментации на части, отличающиеся по палеотектоническим, палеографическим, палеогидрогеологическим условиям накопления осадков и характеризующиеся определенными типами формаций и распределением их мощностей.

В определении понятий «нефтегазоносная провинция», «нефтегазоносная область» и «нефтегазоносный район», как следует из табл. 5.15, большинство авторов вкладывают одинаковое или достаточно близкое содержание.

Н. Ю. Успенская (1972 г.) и А. А. Бакиров [2] используют наряду с нефтегазоносными провинциями понятие «нефтегазоносная субпровинция». А. А. Бакиров отождествляет ее с нефтегазоносной областью. Н. Ю. Успенская отмечает некоторую условность выделения субпровинций и определяет их как крупные разобщенные в настоящее время части нефтегазоносной провинции, характеризовавшиеся общностью развития в некоторые геологические эпохи.

Нефтегазоносные провинции, области и районы, выделяемые в качестве элементов районирования в современной структуре земной коры, длительное время широко применяются за рубежом (oil and gas provinces, regions districts). В конце 10-х — начале 20-х годов XX в. Э. Г. Вудроф, Ч. Шухерт и Э. Р. Лиллей выделили по тектоническому принципу на территории США несколько нефтегазоносных провинций (Калифорнийскую, Скалистых гор, Мидконтинент и др.), а в их пределах нефтегазоносные области (межгорные впадины, зоны передовых складок, своды и т. п.) и нефтегазоносные районы. Позднее более детальное районирование нефтегазоносных территорий США осуществил В. Вер-Вибе.

А. И. Леворсен (1970 г.) вслед за Э. Р. Лиллеем характеризовал нефтегазоносные провинции как крупные элементы районирования, заключающие месторождения нефти и газа в одинаковых или близких геологических условиях. Однако при обособлении конкретных элементов районирования А. И. Леворсен наделял указанными признаками не провинции, а их части, которые он называл нефтегазоносными областями или субпровинциями.

Перечислим основные признаки, характеризующие нефтегазоносные провинцию, область и район по представлениям советских исследователей.

Для нефтегазоносной провинции — это геологическое строение и развитие, возраст главных регионально-нефтегазоносных комплексов, а по В. В. Семеновичу и др. (1976 г.), также геохимические, литолого-фациальные, гидрогеологические условия. И. И. Нестеров (1976 г.) характеризует нефтегазоносную провинцию таким признаком, как объемная скорость осадконакопления, связанная с величиной суммарных геологических потенциальных запасов нефти и газа. В. Д. Наливкин и др. (1976 г.), наряду с уже упомянутыми показателями, для характеристики нефтегазоносной провинции используют ее размеры, возраст основных мегациклов осадконакопления и их мощность, процентное содержание морских отложений в каждом мегацикле и степень проницаемости разреза (наличие региональных покровов). А. А. Бакиров [2] при рассмотрении нефтегазоносных провинций среди присущих им черт отмечает возраст фундамента (для провинций платформенных и переходных территорий) и возраст охватившей провинцию основной складчатости (для складчатых территорий). К сказанному можно добавить такие показатели, как величина и плотность запасов нефти и газа различных категорий и фазовое состояние УВ в залежах. Значение и информативность перечисленных признаков неодинаковы. Более того, использование некоторых из них (например, возраста фундамента) ряд исследователей считает нецелесообразным (см. § 8).

Для нефтегазоносных областей основные присущие им признаки перечислены С. П. Максимовым, Г. А. Габриэлянцем и К. Н. Кравченко (1976 г.):

- условия формирования нефтяных и газовых месторождений;
- стратиграфический диапазон нефтегазоносности;
- характеристика структурных элементов, контролирующих нефтегазо-накопление;
- фазовое состояние УВ в скоплениях;

концентрация и размеры скоплений нефти и газа.

Нефтегазоносная область может быть также охарактеризована линейными размерами (обычно сотни километров) и площадью (как правило, десятки тысяч и, как исключение, сотни тысяч квадратных километров).

Основными признаками нефтегазоносных районов (исходя из приведенных определений этих элементов нефтегеологического районирования) служат: геоструктурная характеристика, строение приуроченных к ним месторождений (или зон нефтегазонакопления), возраст нефтегазоносных комплексов, условия накопления и залегания нефти и газа, фазовое состояние УВ в залежах.

Надо указать, что не все исследователи считают обособление нефтегазоносных районов оправданным. Так, например, М. Ф. Мирчинк, Н. А. Еременко, В. А. Клубов и др. (1976 г.) рассматривают понятие «нефтегазоносный район» как вспомогательное (например, промышленный район). М. К. Калинин (1977 г.), отмечая отсутствие четкого геологического обоснования при выделении нефтегазоносных районов, также предлагает использовать этот термин при разделении нефтегазоносных областей по хозяйственно-экономическому принципу.

Термин «нефтеносный бассейн» в 1944 г. был применен К. П. Калицким, а несколько позже В. В. Вебером в 1947 г., А. Л. Козловым в 1950 г. и В. Е. Ханым в 1951 г., давшими краткую характеристику этого понятия. С 1953 г. название «нефтегазоносный бассейн» стали широко использовать И. О. Брод и Н. А. Еременко. Ниже приводятся определения понятия «нефтегазоносный бассейн», данные разными авторами:

И. О. Брод, Н. А. Еременко (1953 г.) — область крупного и длительного погружения в современной структуре земной коры, с которой связаны многочисленные зоны нефтегазонакопления и питающие их нефтесборные площади;

В. Е. Ханн (1954 г.) — длительно развивающаяся тектоническая впадина, являющаяся в течение определенного отрезка геологического времени областью развития процессов нефтеобразования и формирования залежей нефти;

И. О. Брод (1964 г.) — разнообразные по геотектоническому положению, строению и размерам впадины в современной структуре земной коры, выполненные относительно мощными нормальными осадочными толщами, содержащими скопления нефти и газа. Распространение последних определяется особенностями геологического строения и гидрогеологической характеристикой бассейна;

В. Б. Оленин (1974 г.) — геологическое тело в пределах крупного элемента стратисферы, структурно погруженного в целом относительно ограничивающих его элементов. Мощность, строение и состав отложений, формирующих это тело, а также его гидрогеологическая характеристика обеспечивают в нем генерацию, аккумуляцию УВ и консервацию залежей нефти и газа;

И. В. Высоцкий (1976 г.) — сложенное осадочными породами геологическое тело, формирование которого сопровождалось образованием (генерацией) УВ, формированием их скоплений (аккумуляцией УВ) и сохранением последних до настоящего времени (консервацией УВ).

В дальнейшем И. О. Брод (1964 г.) одним из первых обратил внимание на большое значение гидрогеологической характеристики нефтегазонаосного бассейна. Он указывал, что каждый такой бассейн приурочен к обширной структурно погруженной области, представляющей единую водонапорную систему, и предложил с учетом сказанного новое определение нефтегазонаосного бассейна.

Г. П. Якобсон определяет современный и древний нефтегазонаосный бассейн как часть нефтегазонаосной водонапорной системы, гидродинамически обособленную энергетическими разделами (пьезометрическими минимумами для седиментационных и максимумами для инфильтрационных этапов) основных водоносных комплексов.

В пределах нефтегазонаосного бассейна И. О. Бродом были выделены нефтегазонаосные области и районы.

В. Е. Хаин (1954 г.) отмечал, что нефтегазонаосные бассейны могут входить в состав мегабассейнов и в свою очередь распадаться на подбассейны (например, Южнокаспийский мегабассейн включает Северо-Иранский, Западно-Туркменский и Куринский бассейны, а последний содержит Нижнекуринский, Предталышский и другие подбассейны).

Я. П. Маловицкий (1970 г.) именуется мегабассейнами обширные тектонические депрессии, выполненные мощными осадочными толщами и обладающие измененной по сравнению с окружающими районами, характеристикой земной коры (утонением или отсутствием гранитного слоя).

Некоторые авторы оперируют термином суббассейн. Б. А. Соколов (1950 г.) определяет суббассейн как часть нефтегазонаосного бассейна, которая на одном из этапов своего существования характеризовалась автономными условиями образования нефти и газа и формирования их скоплений.

И. О. Брод и Н. А. Еременко (1953 г.) назвали основные черты нефтегазообразования, нефтегазонакопления и, в меньшей степени, условия сохранения залежей нефти и газа для каждой из главных выделенных ими групп нефтегазонаосных бассейнов, но не упомянули эти генетические качества при определении данных элементов. В. Б. Оленин в уточнение характеристики нефтегазонаосных бассейнов отметил, что каждый из них, во-первых, должен испытать значительное прогибание, но не обязательно погружаться в настоящее время, и, во-вторых, располагаться в области, структурно погруженной в целом, но при этом содержать наряду с прогибами крупные внутренние поднятия, а также объединять несколько структурных этажей.

Следует особо подчеркнуть, что, как отмечали многие сторонники термина «нефтегазонаосный бассейн» (в понимании И. О. Брода, Н. А. Еременко, 1953 г., В. Е. Хаина, 1954 г.), полный анализ этого элемента обязательно предусматривает наряду с современной характеристикой всестороннее рассмотрение его возникновения и развития во взаимосвязи со смежными элементами.

Обширная группа исследователей предпочитает при нефтегеологическом районировании брать за основу не нефтегазонаосные бассейны, а седиментационные, или осадочные, бассейны как элементы земной коры, именно с которыми связаны возможность и реализация процес-

сов нефтегазообразования. Одни исследователи именуют в этом случае основные элементы нефтегеологического районирования «осадочными нефтегазоносными бассейнами», а другие — «седиментационными бассейнами, заключающими скопления нефти и газа».

Н. Б. Вассоевич в 1979 г. отмечает, что седиментационный бассейн можно рассматривать и как водоем, в котором происходит (происходило) осадконакопление, и как возникшее при этом тело. Во избежание такого двоякого толкования он предпочитает при рассмотрении сформировавшихся осадочных тел употреблять термин «осадочно-породный бассейн».

Между тем многие исследователи обособляют две самостоятельные категории: осадочные водонапорные бассейны и приуроченные к ним нефтегазоносные бассейны как основные элементы нефтегеологического районирования. При этом И. В. Высоцким отмечается несовпадение (иногда значительное) границ нефтегазоносного и соответствующего осадочного водонапорного бассейнов.

И. О. Брод (1964 г.), указывая, что каждый нефтегазоносный бассейн приурочен к обширной структурно-погруженной области, представляющей единый артезианский бассейн, не включал в состав нефтегазоносного бассейна область питания артезианского бассейна и периферию последнего, где происходит промывание ловушек инфильтрационными водами. Эти представления И. О. Брода поддержаны в опубликованных трудах или использованы при построении карт нефтегеологического районирования широким кругом авторов (Ю. А. Висковский, В. И. Высоцкий, К. Н. Кравченко, В. Г. Левинсон, М. Ш. Моделевский, И. И. Нестеров, Л. А. Польштер, А. М. Серегин, Б. А. Соколов и др.).

В. Б. Оленин [39], обособив совокупность нефтегазоносных бассейнов (состоящих из элементов, заключающих залежи, и элементов, принимающих непосредственное участие в формировании и сохранении этих залежей), противопоставил им внебассейновые пространства. Последние обязательно характеризуются тем, что не обладают современными условиями, необходимыми для возникновения и существования залежей нефти и газа, а также не принимают непосредственного участия в формировании и сохранении залежей в нефтегазоносных бассейнах, хотя и могут оказывать определенное влияние на эти процессы. Устанавливая соотношение нефтегазоносного и осадочного бассейнов, В. Б. Оленин не включает в состав первого из них аконсервационную зону, образуемую кровельной (над верхней региональной покрывкой) и периферийными частями осадочного бассейна, в которых отсутствуют условия, необходимые для возникновения и существования залежей. Первоначальное оконтуривание на исследуемой территории осадочных бассейнов и последующее установление в каждом из них аконсервационной зоны создает принципиальную возможность определения для этой территории границ тех ее элементов (нефтегазоносных бассейнов), в которых могут присутствовать залежи нефти и газа.

Наиболее широко используемыми признаками основных элементов нефтегеологического районирования (нефтегазоносных бассейнов, осадочных нефтегазоносных бассейнов, осадочных бассейнов, заключающих за-

лежи нефти и газа) являются строение этих элементов, их положение в региональном тектоническом плане и геологическое развитие.

Некоторые исследователи учитывают при характеристике бассейнов присущую им плотность теплового потока, оказывающего влияние на генерацию УВ и их фазовое состояние в залежах. В самом общем виде этот показатель возрастает с омоложением складчатости и с погружением фундамента под осадочный чехол.

Л. Н. Розанов и И. А. Зайцева (1976 г.) расценивают в качестве одного из критериев нефтегазоносных бассейнов свойственную им активность новейших тектонических движений, способствующих миграции нефти и газа, образованию зон трещиноватых коллекторов и локальных поднятий, а также формированию или переформированию залежей нефти и газа.

М. Ф. Мирчинк, Н. А. Еременко, В. А. Клубов и др. (1976 г.) придают большое значение при сравнении нефтегазоносных бассейнов такому их критерию, как гипсометрическое положение, которое определяет величину гидростатического давления в толщах слагающих бассейны пород и влияет на условия формирования и сохранения залежей нефти и газа. Эта же группа исследователей относит к одному из главных признаков нефтегазоносных бассейнов условия образования в них нефтегазоносных формаций. Последние определяются как совокупность литофаций осадочного бассейна, основные формационные признаки, происхождение и условия катагенеза которых обеспечивают генетическое единство нефтегазопродуцирующих, нефтегазовмещающих (коллекторов), покрывающих и разделяющих пород. В свою очередь, главным качеством нефтегазоносных формаций является их нефтематеринский потенциал — свойство пород генерировать нефть и газ при соответствующих термодинамических и геологических условиях.

Появление новых идей об эволюции земной коры, включая получившую за последнее время значительное распространение (хотя и далеко не всеми признаваемую) концепцию тектоники плит, обусловило, как считают сторонники этих идей (Ю. Я. Кузнецов, Л. Э. Левин, А. Қ. Матвеев, В. В. Иванов, М. К. Калинин, Н. А. Еременко, Л. И. Красный, Б. А. Соколов, В. Б. Оленин, М. Хэлбути, Р. Кинг, А. Бейлли, Т. Томпсон, Х. Клемме и др.), возможность шире и глубже охарактеризовать такие важные признаки бассейнов, как условия их формирования и стадийность развития, причем не только на суше, но и далеко за ее пределами, в субаквальных областях морей и океанов.

К настоящему времени для большинства нефтегазоносных бассейнов земного шара установлены их размеры: площадь 10^4 — 10^6 км², максимальная протяженность 10—10³ км, полный объем формирующих их отложений 10^3 — 10^6 км³.

Нефтегазоносность большинства бассейнов охарактеризована такими критериями, как величина нефтяных и газовых запасов различных категорий, плотность начальных извлекаемых запасов нефти и газа, фазовое состояние УВ в залежах и его вертикальная зональность, объемное соотношение нефти и газа.

Всестороннее изучение эволюции ОБ позволило определить для ряда нефтегазоносных бассейнов такие характеристики, как диапазон и полнота

последовательного ряда стадий катагенеза, время попадания основных генерационных комплексов в главную зону нефтеобразования и скорость «созревания» ОВ.

За последние годы в трудах ряда исследователей излагаются иные по сравнению с приводившимися выше представления о нефтегазоносных бассейнах. Авторы этих представлений считают целесообразным принять одновременно оба термина — «нефтегазоносный бассейн» и «нефтегазоносная провинция» — и наделяют их при этом разным содержанием.

К. Н. Кравченко (1973 г.) полагает, что при районировании с обособлением нефтегазоносных бассейнов основой является единство условий генерации УВ, а при районировании по принципу нефтегазоносных провинций — единство условий аккумуляции (распространения скоплений) нефти и газа. Поэтому К. Н. Кравченко предлагает совместно выделять два параллельных ряда элементов районирования: бассейновый и провинциальный. В первый из них он включает разноранговые территории, связанные общностью нефтегазосборных площадей: нефтегазоносные бассейны, а также входящие в их состав ареалы и участки. Провинциальный ряд образуют территории со сходными условиями распространения нефти и газа: нефтегазоносные провинции, регионы, области и районы. Границы установленных таким образом бассейнов и провинций могут существенно не совпадать.

М. Ф. Мирчинк, Н. А. Еременко, В. А. Клубов и др. (1976 г.) вкладывают в понятие о нефтегазоносных бассейнах историко-геологический смысл и рассматривают их в качестве исторически развивавшихся территорий нефтегазообразования. Нефтегазоносные провинции ими характеризуются как крупные современные ареалы нефтегазонакопления («ареал» применяется как термин свободного пользования). Ведущим принципом выделения нефтегазоносных бассейнов, по их мнению, должен стать режим тектонических движений и условия осадконакопления, а нефтегазоносных провинций — их современное геотектоническое положение и геоструктурные особенности. При этом характеристика бассейнов и провинций не мыслится без привлечения факторов, обеспечивающих образование, миграцию, аккумуляцию и сохранение УВ, а также факторов разрушения их промышленных скоплений.

Нефтегазоносный бассейн определяется названными авторами как седиментационный бассейн (или его часть), геологическое развитие и тектонический режим которого обеспечивали в нем образование нефтегазоносных формаций. Такая формулировка пригодна как для бассейнов, содержащих промышленные скопления нефти и газа, так и для возможно (потенциально) нефтегазоносных бассейнов. Нефтегазоносный бассейн, контролируемый отрицательным палеотектоническим элементом, может во времени увеличиваться, сокращаться или расчленяться на ряд более мелких бассейнов (суббассейнов).

Под нефтегазоносной провинцией М. Ф. Мирчинк, Н. А. Еременко, В. А. Клубов и др. (1976 г.) понимают нефтегазоносный бассейн или ассоциацию смежных бассейнов в их современном выражении, геотектоническое положение и историческое развитие которых контролировалось одним и тем же крупным структурным элементом земной коры. Нефтегазо-

носная провинция расценивается как наиболее крупная таксономическая единица нефтегеологического районирования. В какой-то мере она равнозначна понятию «геологическая провинция».

Нефтегазоносная область этими же авторами определяется как часть нефтегазоносной провинции, исторически развивавшаяся и сформировавшаяся на основе обособленного нефтегазоносного бассейна. Ими подчеркивается, что внешние границы нефтегазоносных бассейнов и областей необязательно совпадают, поскольку объем бассейна во времени может как сократиться за счет частичного разрушения, так и увеличиться в результате вторичной латеральной миграции УВ.

§ 8. Классификации нефтегазоносных провинций, бассейнов и областей

Наибольшая часть классификаций нефтегазоносных провинций и входящих в их состав нефтегазоносных областей построена по тектоническому принципу. Примерами таких классификаций могут служить схемы Н. Ю. Успенской (табл. 5.16) и А. А. Бакирова [2], в которых высоко-ранговые категории выделяются по тектоническому положению и геоструктурной характеристике нефтегазоносных провинций и областей. А. А. Бакиров нефтегазоносные провинции платформенных, переходных и складчатых территорий дополнительно разделяет по возрасту складчатого фундамента (докембрийский, каледонский, герцинский, гетерогенный) или времени основной складчатости, охватившей эти провинции (каледонская, герцинская, мезозойская, альпийская).

И. И. Нестеров разделил нефтегазоносные провинции по объемной скорости осадконакопления V (табл. 5.17), которая связана с величиной суммарных геологических потенциальных запасов нефти, газа и конденсата Q следующим образом (И. И. Нестеров, В. В. Потеряева, 1971 г.): $lgQ = 2,823 + 1,613lgV$.

С. П. Максимов, Г. А. Габриэлянц, К. Н. Кравченко провели деление нефтегазоносных областей по ряду признаков, предложенных ими для элементов данной категории (табл. 5.18).

Разработанные в нашей стране и за рубежом классификации бассейнов, заключающих скопления нефти и газа, представлены несколькими группами, отличающимися друг от друга основными признаками деления этих бассейнов.

К одной из этих групп относятся многочисленные классификации нефтегазоносных бассейнов, в которых последние разделяются по их строению и положению в современном тектоническом плане (см. табл. 5.16).

Подобные критерии приняты в качестве главных также в классификациях основных элементов районирования, которые одними авторами называются нефтегазоносными впадинами (М. И. Варенцов, К. Н. Кравченко, М. К. Қалинко), а другими — осадочными или седиментационными бассейнами (И. И. Нестеров, Л. Уикс, М. Хэлбути, А. Мейерхофф, Р. Кинг, А. Перродон, Р. Маккроссан, Дж. Портер и др.). Ниже приводится классификация осадочных бассейнов М. Хэлбути и др., 1973 г.:

Типы нефтегазоносных провинций
(Н. Ю. Успенская, 1972 г.)

Группа	Подгруппа	Тип
Провинции платформенных областей (древних и молодых платформ)	<p>Центральные (внутренние) части устойчивых платформ</p> <p>Склоны устойчивых платформ</p>	<p>Внутриплатформенные впадины</p> <p>Внутренние грабенные впадины</p> <p>Окраинные впадины и перикратонные прогибы</p> <p>Глубокопогруженные (узловые) впадины</p> <p>Платформенные крылья передовых прогибов</p> <p>Периокеанические грабенные впадины</p> <p>Те же типы, что и для устойчивых платформ</p>
Провинции подвижных поясов (геосинклинальных и орогенических)	<p>Периферические части геосинклинальных складчатых систем</p> <p>Межгорные и внутренние впадины геосинклинальных складчатых систем</p> <p>Межгорные и внутренние впадины орогенических областей (постгеосинклинальных и эпиплатформенных)</p>	<p>Передовая складчатость и геосинклинальные крылья передовых прогибов</p> <p>Внутренних и окраинных котловинных морей, наложенных на альпийские орогенные пояса</p> <p>Наложённые внутренние впадины срединных массивов</p> <p>Наложённые внутренние грабенные впадины в мегантиклинориях</p> <p>Остаточные прогибы мегантиклинориев</p> <p>Прибрежные впадины</p>

I. Бассейны кратонные (с континентальной корой)

внутренние, простые, блюдцевидные (Иллинойский, Уиллистонский);
 внутриконтинентальные, по периферии континентальных кратонных регионов (Пермский, Волго-Уральский, Альберта);
 грабенные и полуграбенные (рифтовые) (Суэцкий, Сиртский).

Классификация нефтегазоносных провинций по объемной скорости осадконакопления
(И. И. Нестеров, 1976 г.)

Типы провинций	Объемная скорость осадконакопления, км ³ /млн. лет	Геологические запасы нефти и газа	Количество крупных и крупнейших месторождений	Геологические максимальные запасы нефти и газа в наиболее крупных месторождениях, млрд. т
I	>14 000	Очень значительные	12—50	22
II	14 000—12 000	Значительные	4—12	13
III	1 500—4 000	Средние	1—6	2,5
IV	<1500	Небольшие	0—1	0,2—0,3

II. Бассейны промежуточные

экстраконтинентальные, вдоль окраин континентов и открывающиеся в малые океанические бассейны (Аравийско-Иранский, Мангышлакский); стабильные прибрежные, грабеновые, вдоль подводной окраины материков (Западно-Африканские);

межгорные поперечные (Вентура, Лос-Анджелес);

межгорные, протягивающиеся параллельно складчатым сооружениям (тихоокеанские окраины континентов);

третичных дельт (Нильский, Нигерийский).

Нефтегеологическая информативность рассматриваемой группы классификаций нефтегазоносных бассейнов в первую очередь определяется тем, что каждой категории бассейнов, обособленной по их строению и положению в современном тектоническом плане, свойственны характерные черты нефтегазонакопления, обусловленные совокупностью типичных структурных форм, с которыми связана аккумуляция УВ.

В одном из вариантов классификации нефтегазоносных бассейнов И. О. Бродом (1964 г.) также широко использована их тектоническая характеристика. Им выделены:

платформенные равнинные бассейны с докембрийским, палеозойским и разновозрастным фундаментом;

предгорные бассейны, связанные с предгорными прогибами палеозойских и послепалеозойских горных сооружений;

бассейны межгорных впадин докембрийских активизированных платформ и палеозойских горных сооружений.

Все выделенные категории бассейнов разделяются на относительно просто и относительно сложно построенные с обрамлением, преимущественно выведенным на поверхность или в значительной мере погребенным (или подводным). Как видно, в качестве главного признака классифицирования нефтегазоносных бассейнов используется геоморфологическая

Классификация нефтегазоносных областей
по С. П. Максимову, Г. А. Габриэлянцу, К. Н. Кравченко,
1976 г. (компоновка В. Б. Оленина)

Классификационный признак	Типы нефтегазоносных областей
Положение источника питания УВ относительно нефтегазоносной области	С источниками питания УВ: внешними внутренними смешанными
Общая структура нефтегазоносной области	Со структурой: положительной отрицательной сочленяющейся (моноклиальной) сложной
Характеристика ловушек нефти и газа	С ловушками: наиболее благоприятными, емкими средней степени благоприятности наименее благоприятными
Фазовое состояние УВ в залежах (коэффициент газоносности)	Преимущественно газоносные (газа 90—100 %) Нефтегазоносные (газа 20—85 %) Преимущественно нефтеносные (газа 0—10 %)
Количество вертикальных зон различного фазового состояния УВ (верхней газовой, средней нефтяной или нефтегазовой, нижней газовой)	Однозональные Двухзональные Трехзональные
Концентрация и размерность скоплений нефти и газа	С концентрацией и размерностью скоплений: наивысшей очень высокой высокой средней низкой очень низкой

выраженность их обрамления (равнинные, предгорные и межгорные), определяющая напор и направление движения артезианских вод, являющихся, как считал И. О. Брод, важным агентом формирования и разрушения залежей нефти и газа.

По этому поводу А. А. Карцев в 1964 г. отмечал, что основная роль в формировании залежей нефти и газа принадлежит седиментационным водонапорным системам, в которых напор, возникая за счет накопления осадков и геостатической нагрузки, передается от наиболее погруженных частей бассейна к его бортам. Для инфильтрационных водонапорных систем, в которых напор создается в результате инфильтрации атмосфер-

Генетическая классификация осадочных бассейнов
(Н. А. Еременко, Л. Э. Левин, 1980 г.)

Категория	Тип и подтип	Бассейны
Океанические	Внутриокеанических плит	Приаргентинский, Африкано-Антарктический
	Внутренних плато	Капингамаранги
	Котловины внутренних и окраинных морей на океанической коре	Скотия, Банда
Транзитальные (современных и древних океанических окраин)	Современных активных океанических окраин	Оркнейский, Калифорнийский, Прибрежно-Тихоокеанский
	Древних активных океанических окраин:	
	орогенных впадин окраинных морей	Залив Кука, Венесуэльский
	перикратонные	Мексиканского залива, Восточно-Китайский, Пред-аппалачский
	Древних пассивных океанических окраин	Приверхоанский, Централь-но-Предандийский
	Современных пассивных океанических окраин	Австралийско-Антарктиче-ский, Беллинсгауэна
Внутриконтинентальные	Орогенных впадин:	
	впадины в пределах складчатых областей	Коппер, Суситна, Тили
	впадины в областях эпиплатформенного ороге-неза	Сунляо, Северо-Китайский
	Внутриплатформенных синеклиз	Паранский, Пермский, Уил-листонский, Большой Арте-зианский

ных и поверхностных вод в коллекторы и гидростатической нагрузки, характерно в первую очередь не формирование, а разрушение нефтяных и газовых скоплений. Отсюда в значительной степени теряется смысл использования в качестве основного признака бассейнов морфологии их обрамления.

В некоторых классификациях в качестве одного из признаков деления нефтегазоносных бассейнов используется возраст их фундамента. В связи с этим В. Б. Оленин [39] указывал на ограниченную нефтегеологическую информативность данного критерия, не позволяющего конкретно судить о времени формирования наиболее древних горизонтов осадочного чехла и его возрастном объеме.

Эволюционно-тектоническая классификация нефтегазоносных бассейнов (52)

Тип	Подтип	Класс	Бассейны	
Платформенный	Внутриплатформенный	Рифтовый	Суэцкий, Рейнский Западно-Сибирский, Мичиганский	
		Синеклизный		
		Платформенно-орогенный:		
			с односторонним обрамлением	Денвер, Паудер-Ривер
			со всесторонним обрамлением	Скалистых гор, Ферганский
	Окраинно-платформенный	Окраинно-рифтовый	Окраинно-рифтовый	Камбейский, Святого Лаврентия Ливийский, Бофорт-Маккензи Атлантического побережья Африки и Южной Америки Волго-Уральский, Азово-Кубанский, Персидского залива Иркутский
			Перикратонный	
Периконтинентально-платформенный				
Складчато-платформенный				
		Наложенно-синеклизный		
Геосинклинально-складчатый	Геосинклинальный	Периокеанический:	Тонга, Барбадос Вогелкоп, Сулавеси Южно-Охотский	
		фронтальнодуговой		
		внутридуговой		
			тылодуговой	
	Орогенный	Внутрискладчатый	Внутрискладчатый	Северо-Сахалинский, Свердлов
Межгорный			Южно-Каспийский, Венский Маракайбо	
		Периконтинентально-складчатый	Западного побережья Северной Америки, Сент-Элиас	
Океанский	Микрократонный	Наложенно-рифтовый	Лос-Анджелес	
		Внутриблоковый	Хаттон-Роколл, Брокен	
		Межблоковый	Роколл	

Обширная группа классификаций нефтегазоносных и осадочных бассейнов составлена по историко-тектоническому принципу, т. е. с использованием в качестве основных признаков деления бассейнов их становление и развитие. Эволюция бассейнов находит отражение в условиях формирования нефтегазопроизводящих комплексов, коллекторов и покрышек, в стадийности нефтегазообразования, пространственном и временном соотношении областей генерации УВ и зон их аккумуляции, а также в распространении залежей нефти и газа в разрезе и по площади нефтегазоносного бассейна.

Историко-тектоническая классификация осадочных бассейнов (континентальных и морских), разработанная Н. А. Еременко и Л. Э. Левиным, в сокращенном виде приведена в табл. 5.19. В полном варианте классификация сопровождается характеристикой нефтегазоносности выделенных типов бассейнов, указаны: стратиграфический диапазон нефтегазоносности, формационный состав нефтегазоносных толщ, типы зон нефтегазоаккумуляции, литологическая и генетическая характеристика коллекторов и покрышек.

В. И. Иванов (1976 г.) выделил ряд генетически связанных типов нефтегазоносных бассейнов, отражающих, как он считает, непрерывное развитие земной коры: геосинклинальные, протоорогенные (эпигеосинклинальные), дейтероорогенные (повторный орогенез в областях сводово-глыбовых поднятий), платформенные (плитные), тритоорогенные (эпиплатформенного орогенеза) и пограничные (на стыке платформ с орогенами или современными геосинклиналями, а также на стыке современных геосинклиналей и океанических областей).

Б. А. Соколов [52] назвал свою классификацию нефтегазоносных бассейнов эволюционно-тектонической (табл. 5.20). Наиболее дробные категории в ней (классы) отвечают основным стадиям геологического развития бассейнов, характеризуются определением нефтегазогеологическим режимом (совокупностью факторов, контролирующих нефтегазообразование и нефтегазоаккумуляцию) и объединяются в эволюционно-генетические ряды.

Л. Н. Розанов и И. А. Зайцева (1976 г.) в качестве фактора, влияющего на нефтегазоносность осадочных бассейнов, называют активность в них новейших тектонических движений. Они предлагают выражать этот показатель суммарной длиной активных в новейшую эпоху разломов (в км), приходящихся на квадрат исследуемой территории (10 000 км²) и выделяют особо, повышенно и наиболее подвижные в указанную эпоху бассейны или их части со значениями данного показателя соответственно (км/км²): 100/10 000, 100—200/10 000 и 200/10 000.

За последние годы советскими (М. К. Калинин, 1977 г.; В. Ф. Горбачев, 1977 г.) и зарубежными [62, 68, 73] авторами были опубликованы историко-тектонические классификации осадочных бассейнов, построенные на основе положений концепции тектоники плит. Пример такой классификации приведен в табл. 5.21.

Как видно из изложенного, авторы классификаций при их разработке основное внимание уделяли механизму формирования осадочных бассейнов, который, по мнению составителей, определяет условия и темпы осад-

Классификация нефтегазоносных бассейнов
(по А. Бейлли, с сокращениями, компоновка Б. А. Соколова)

Группа	Класс	Подкласс	Бассейны
Внутри литосферных плит	В зонах растяжения и формирования океанической коры	Рифтовых грабенов	Рейнский, Суэцкий Красного моря
		Пассивных континентальных окраин атлантического типа	Нигерийский, Сержи-Алаоас, Перт
Краевых швов сжатия литосферных плит	В зонах домезозойской консолидации	Платформенные	Иллинойский, Уиллстонский, Парижский
	В глубоководных шельфах, примыкающих к субдукционным зонам кордильерского типа	Сбросовые	Тихоокеанского побережья Южной Америки
Надшовные бассейны, связанные со сжатием	В передовых прогибах, примыкающих к субдукционным зонам	Несбросовые	Уинд-Ривер, Биг-Хорн, Грин-Ривер Персидского залива, Альберта, Аквитанский
	Китайского типа, ограниченный по сбросам блоками, связанными с зонами сжатия	Фронтальнодуговые: между-дуговые тылодуговые	Джунгарский, Цайдамский, Преднанышаньский
	В зонах сжатия (типа субдукционных)		Центральной Суматры, Тайваньский, Западно-Хоккайдский
	Паннонского типа (в дуговых субдукционных зонах)		Венский, Паннонский, Трансильванский
	Калифорнийского типа, связанные с взаимодействием рифта и трансформных разломов		Лос-Анджелес, Вентура, Санта-Мария

конакопления, интенсивность прогрева осадочных отложений и время и место образования ловушек (при осадконакоплении или последующем складкообразовании). Тем самым представляется возможным судить о времени и масштабах нефтегазообразования, основных этапах миграции и аккумуляции УВ, а также об условиях формирования залежей и их размещения в пределах осадочного бассейна.

Самостоятельную группу образуют классификации бассейнов, построенные с учетом масштаба и характеристики их нефтегазоносности. И. В. Высоцкий, В. Б. Оленин, А. М. Серегин, Б. А. Соколов (1978 г.) выделяют следующие категории бассейнов по величине начальных извлекаемых запасов нефти и газа (млрд. т): 1) богатейшие (более 2,5); 2) богатые (0,5—2,5); 3) средненаасыщенные (0,1—0,5) и 4) слабонасыщенные (менее 0,1).

В. Ф. Раабен [48] разделил осадочные бассейны по фазовому состоянию УВ (по соотношению нефти и газа) на три основных класса: 1) нефтеносные (с запасами нефти более 80 %); 2) нефтегазоносные; 3) газоносные (с запасами газа свыше 80 %). Наиболее многочисленные бассейны второго класса (нефтегазоносные) распределены по четырем подклассам в зависимости от характера размещения нефти и газа внутри бассейна, которые В. Ф. Раабен именуется различно-нефтегазоносными (по площади, стратиграфическому разрезу и глубине) и смешанно-нефтегазоносными. Наконец, первый и третий классы, а также указанные подклассы делятся на типы по особенностям процессов образования, накопления и сохранения УВ и по главным факторам, обусловившим эти особенности. Большое значение придается типу исходного ОВ.

И. В. Высоцкий и В. Б. Оленин (1972 г.) положили в основу классификации нефтегазоносных бассейнов современную вертикальную зональность состава залежей УВ и выделили следующие категории нефтегазоносных бассейнов:

I. Ортобассейны (с полным вертикальным рядом залежей, от верхних газовых до нижних газовых).

1. Иммерсионные (устойчивого значительного прогибания) с мощностью формирующих отложений до 7 км.

2. Ультра-иммерсионные (устойчивого, весьма значительного прогибания) с мощностью более 7 км.

II. Парабассейны (с неполным вертикальным рядом залежей).

1. С первично неполным рядом залежей.

2. С вертикальным рядом, редуцированным после его возникновения.

В ультра-иммерсионных нефтегазоносных бассейнах вследствие значительных масштабов газообразования в нижней мощной газогенерирующей зоне и вертикальной миграции газа из этой зоны существенно возрастает его доля в скоплениях УВ по разрезу нефтегазоносного бассейна.

В парабассейнах с первично неполным рядом мощность отложений (менее 5 км) обычно недостаточна для возникновения нижней газогенерирующей зоны. Во второй разновидности парабассейнов мог образоваться полный или почти полный вертикальный ряд залежей, но его верхние члены затем были разрушены за счет воздымания и эрозии этих нефтеносных бассейнов.

К особой группе относятся классификации осадочных и нефтегазоносных бассейнов, разработанные на основе данных об условиях и степени эволюции ОВ, например, классификация осадочных бассейнов по стадиям катагенеза В. И. Горшкова (1976 г.). В своих построениях В. И. Горшков основывается на стадийной термобарической эволюции осадочных бассей-

нов, определяющей стadiйность преобразования осадочных пород и ОВ. Диапазон устанавливаемых по отражательной способности витринита стadiй этого преобразования и последовательность стadiй в вертикальном разрезе бассейна позволяют судить о развитии последнего и его «зрелости». Осадочные бассейны разделяются на три типа:

таксистадиные бассейны с устойчивым прогибанием и наличием в разрезе осадочного чехла последовательного, ненарушенного ряда стadiй, начиная от самой ранней буроугольной;

атаксистадиные бассейны с так или иначе нарушенной нормальной последовательностью стadiй в разрезе осадочного чехла за счет выпадения той или иной его части:

комбистадиные (вертикально-, латерально- и разностадиные) бассейны с различно расположенными друг относительно друга элементами такси- и атаксистадиных бассейнов.

М. Шibaока и А. Беннетт (1977 г.) при определении типа осадочного бассейна руководствовались данными о скорости преобразования в нем ОВ и степени его преобразованности. По этим признакам ими выделены три категории осадочных бассейнов Австралии, характеризующиеся быстрым, но неглубоким, быстрым и глубоким, замедленным преобразованием ОВ.

Еще одно направление классифицирования нефтегазоносных бассейнов предусматривает их разделение по совместной характеристике процессов, непосредственно обуславливающих возникновение и существование скоплений нефти и газа в этих бассейнах: генерации, аккумуляции рассеянных УВ и консервации нефтяных и газовых залежей. И. В. Высоцкий (1971 г.) назвал совокупность этих процессов «онтогенезом нефти и газа».

Здесь необходимо указать, что на протяжении многих лет Т. А. Ботнева, Н. А. Еременко, С. П. Максимов, Р. Г. Панкина развивают соответствующие этому понятию представления о цикличности нефтегазообразования. Под циклом ими понимается процесс образования нефти и газа, начинающийся накоплением ОВ (первый этап), его преобразованием в сторону генерации нефтяных УВ (второй этап), кончающийся формированием залежей нефти и газа (третий этап) и их разрушением (четвертый этап).

Онтогенез нефти и газа использован как основной признак деления нефтегазоносных бассейнов в классификациях, предложенных В. Б. Олениным (табл. 5.22) и И. В. Высоцким (1976 г.).

Исходя из отмечавшихся рядом исследователей различий в условиях нефтегазообразования, нефтегазонакопления и разрушения залежей нефти и газа на платформах, с одной стороны, и в геосинклинальных складчатых поясах — с другой (И. О. Брод, Н. А. Еременко, В. Г. Левинсон, В. Е. Хаин), В. Б. Оленин выделил два наиболее контрастных типа онтогенеза нефти и газа. При этом он подчеркнул, что первым типом онтогенеза нефти и газа характеризуются помимо платформ также и некоторые другие тектонические элементы (например, области осадочного чехла над внутрискладчатыми срединными массивами). В свою очередь, второй тип онтогенеза нефти и газа имеет место и за пределами складчатых областей (например, в периферийных частях впадин эпиплатформенных ор-

**Классификация нефтегазоносных бассейнов современной суши
и шельфа**
(В. Б. Оленин, 1966, 1974 гг.)

Нефтегазоносные бассейны		Структурная характеристика бассейнов	
Гомогенные	С онтогенезом нефти и газа, свойственным платформам	<p>Со спецификой онтогенеза нефти и газа, обусловленной слабым развитием разрывов</p> <p>Со спецификой онтогенеза нефти и газа, обусловленной широким развитием крупных разрывов</p> <p>Вертикально-комбинированные</p> <p>Латерально-комбинированные</p>	<p>Плита</p> <p>Синеклиза</p> <p>Периконтинентальная впадина</p> <p>Впадина синклиналичного строения:</p> <p>внутри складчатой системы на срединном массиве</p> <p>Платформенный грабен</p> <p>Грабенообразная впадина</p> <p>Приконтинентальный полу-грабен</p> <p>Синеклиза и подстилающий грабен</p> <p>Синеклиза или плита и примыкающие грабены или полу-грабены</p> <p>Синклиниорий или грабен-синклиниорий</p>
	С онтогенезом нефти и газа, присущим геосинклинальным складчатым поясам		
Гетерогенные	Латерально-гетерогенные		<p>Впадина в сочленении:</p> <p>платформы со складчатой системой</p> <p>платформы с эпиплатформенным орогеном</p> <p>Синеклиза и смежный прогиб перед внутриплатформенной подвижной зоной</p> <p>Впадина со срединным массивом</p> <p>Внутренняя впадина эпиплатформенного орогена</p> <p>Авлакоген</p> <p>Внутрискладчатый грабен</p> <p>Синклиниорий с наложенной впадиной синклиналичного строения</p> <p>Узловая синеклиза, примыкающие к ней в плане и подстилающие ее элементы складчатых систем</p>
	Вертикально-гетерогенные		
	Сложно-гетерогенные		

генов). В силу указанных обстоятельств В. Б. Оленин назвал основные типы онтогенеза нефти и газа не просто платформенным и геосинклинальным складчатым, а «свойственным платформам» и «присущим геосинклинальным складчатым поясам» (см. табл. 5.22). Если во всем объеме нефтегазозносного бассейна реализуется онтогенез нефти и газа только одного из этих двух основных типов, такой бассейн рассматривается в качестве гомогенного. В гетерогенном бассейне для одной его крупной части характерен онтогенез нефти и газа, свойственный платформам, а для другой — присущий геосинклинальным складчатым поясам. В табл. 5.22 отражено, кроме того, пространственное взаиморасположение обладающих разными условиями реализации онтогенеза нефти и газа элементов гетерогенных и комбинированных бассейнов.

В классификации нефтегазозносных бассейнов, опубликованной И. В. Высоцким в 1967 г., они также разделяются в первую очередь по онтогенезу нефти и газа на гомогенные и гетерогенные. Дальнейшим основанием для деления служит определяющее особенности нефтегазозносности геологическое развитие бассейнов или их элементов. Выделяются бассейны либо их элементы, современный структурный план которых образовался в результате преимущественно конседиментационного процесса или в результате постседиментационных складкообразовательных (инверсионных) или глыбовых движений.

§ 9. Крупнейшие нефтегазозносные элементы земной коры

Приведем предложенные разными авторами определения выделенных ими крупнейших нефтегазозносных элементов (при отсутствии определения указаны наименование и объем элементов).

И. О. Брод, В. Г. Левинсон, Н. А. Еременко (1948 г.). Территории палеозойского, мезозойского и кайнозойского нефтегазонакопления — области распространения скоплений нефти и газа на земном шаре в отложениях соответственно палеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста.

В. Е. Хаин (1954, 1970 гг.). Пояса битумонакопления (или нефтегазонакопления) — серия нефтеносных бассейнов или даже мегабассейнов, обладающих общностью простираения, геотектонического характера, возраста основных нефтеносных формаций и расположенных в непосредственной близости друг к другу. Площадь нефтегазонакопления — пояса битумонакопления одного и того же этапа (каледонского, мезозойского, кайнозойского). Малые узлы нефтегазонакопления — районы пересечения основных поясов битумонакопления поперечными прогибами. Большие узлы нефтегазонакопления — районы пересечения (совмещения) или слияния двух (и более) крупных поясов нефтегазонакопления одно- или разновозрастных.

В. Г. Васильев, С. П. Максимов, А. А. Трофимук (1964 г.). Пояс нефтегазонакопления — совокупность пригеосинклинальных нефтегазозносных бассейнов, связанных с единой складчатой системой.

И. О. Брод (1964 г.). Группа нефтегазоносных бассейнов — совокупность смежных или близких бассейнов, в большинстве случаев относительно однотипных и родственных по своему геотектоническому положению. Нефтегазоносная провинция — крупная часть нефтегазоносного пояса, в основном связанная с единым геотектоническим элементом. Нефтегазоносный пояс — совокупность бассейнов, закономерно связанных с геотектоническими элементами или их системами.

И. В. Высоцкий (1971 г.). Группа нефтегазоносных бассейнов — несколько территориально сближенных, однотипных бассейнов. Пояс нефтегазоносных бассейнов — совокупность пограничных бассейнов, примыкающих к единому складчатому сооружению.

Н. Ю. Успенская (1972 г.). Группы нефтегазоносных провинций, подчиненные крупным структурным элементам: складчатой системе, одновозрастной платформе или части ее. Пояса нефтегазонакопления объединяют нефтегазоносные провинции в пределах альпийских и палеозойских складчатых поясов. Территории нефтегазонакопления древних платформ (Русской, Сибирской, Северо-Американской и др.).

А. А. Бакиров (1973, 1976 гг.). Нефтегазоносный пояс — совокупность нефтегазоносных провинций, расположенных в пределах той или иной системы складчатости и генетически связанных с формированием этого складчатого пояса. Ассоциация нефтегазоносных провинций (для платформенных территорий).

В. Б. Оленин (1977 г.). Область группирования нефтегазоносных бассейнов — обширная часть земной коры, заключающая совокупность территориально объединенных нефтегазоносных бассейнов, подобных по онтогенезу нефти и газа.

Как видно, наименее высокий и при том одинаковый уровень подразделения имеют группы нефтегазоносных бассейнов (И. О. Брод, 1964 г.; И. В. Высоцкий, 1971 г.), группы нефтегазоносных провинций (Н. Ю. Успенская, 1972 г.) и области группирования нефтегазоносных бассейнов [39]. Категориями более высокого ранга являются пояса нефтегазоносных бассейнов (И. В. Высоцкий, 1971 г.), нефтегазоносные пояса (А. А. Бакиров, 1976 г., И. О. Брод, 1964 г.) и пояса нефтегазонакопления (Н. Ю. Успенская, 1972 г.; В. Е. Хаин, 1954 г.). Однако, сходно именуя эти категории, авторы наделяют их разными объемами: наименьшим — И. В. Высоцкий (совокупность пограничных бассейнов), более значительным — А. А. Бакиров (например, нефтегазоносный пояс мезозойской складчатости Скалистых гор) и В. Е. Хаин (пояс нефтегазонакопления, приуроченный к системе метагеосинклинальных прогибов Скалистых гор и т. п.), еще большим — И. О. Брод (нефтегазоносный пояс Кордильер и Анд) и максимальным — Н. Ю. Успенская (альпийский и палеозойские пояса нефтегазонакопления).

И. О. Брод и В. Е. Хаин связывают нефтегазоносные пояса (или пояса нефтегазонакопления) со складчатыми системами или платформами, а остальные названные авторы обособляют нефтегазоносные пояса (пояса нефтегазонакопления) только в пределах складчатой системы или в связи с ней. В пределах платформ А. А. Бакиров выделяет ассоциации нефтегазоносных провинций, а Н. Ю. Успенская — территории нефтегазо-

накопления. Эти элементы, очевидно, однозначны по рангу устанавливаемым А. А. Бакировым и Н. Ю. Успенской в складчатых областях соответственно нефтегазоносным поясам и поясам нефтегазоаккумуляции. Наивысшим рангом из рассматриваемых в этом параграфе элементов характеризуются площади нефтегазоаккумуляции (В. Е. Хаин, 1954 г.). Они аналогичны территориям нефтегазоаккумуляции (палеозойского, мезозойского, кайнозойского), выделявшимся ранее И. О. Бродом, В. Г. Левинсоном, Н. А. Еременко (1943 г.). Большие узлы нефтегазоаккумуляции, установленные В. Е. Хаином (1970 г.), равнозначны полюсам нефтегазоаккумуляции по И. О. Броду и Н. А. Еременко (1953 г.).

М. Ф. Мирчинк, Н. А. Еременко, В. А. Клубов и др. (1976 г.) отмечают, что определения территорий, поясов и узлов нефтегазоаккумуляции обозначают весьма условно выделяемые геолого-географические понятия и лучше воспринимаются как термины свободного пользования. Четкое историко-геологическое содержание можно вложить лишь в понятие об альпийском поясе нефтегазоаккумуляции.

В. Б. Оленин [39] усматривает определенный смысл в выделении узлов и полюсов нефтегазоаккумуляции (по И. О. Броду, Н. А. Еременко, В. Е. Хаину) в том, что они заставляют обратить внимание на области максимальной концентрации нефти и газа в пределах планеты. Вместе с тем, как и предыдущие авторы, он считает нецелесообразным установление категорий таких обширных нефтегазосодержащих элементов, как площади, территории нефтегазоаккумуляции (по И. О. Броду, В. Е. Хаину) и пояса нефтегазоаккумуляции (по Н. Ю. Успенской). Эти элементы настолько велики и неповторимы, что не имеют аналогов на земном шаре.

Подробная характеристика всех нефтегазоносных элементов земной коры, приведенная в данной главе, убедительно показывает, что во многих случаях один и тот же элемент разные исследователи причисляют к различным категориям, отличающимся друг от друга наименованием, рангом и содержанием. И наоборот, в качестве одинаково именуемых элементов нередко рассматриваются части литосферы, существенно различающиеся по объему, структуре, а главное нефтегазоносности.

Естественным следствием существенных расхождений взглядов исследователей являются значительные различия между рядами или системами нефтегазоносных элементов земной коры, выделяемыми разными авторами (элементы в рядах расположены по мере возрастания их ранга):

А. А. Бакиров (1973, 1976 гг.). Залежь нефти и газа — местоскопление нефти и газа — зона нефтегазоаккумуляции — нефтегазоносный район — нефтегазоносная область — нефтегазоносная провинция — нефтегазоносный пояс (в складчатых территориях) и ассоциация нефтегазоносных провинций (на платформах).

И. О. Брод (1957, 1964 гг.). Ловушка — месторождение нефти и газа — зона нефтегазоаккумуляции — нефтегазоносный район — нефтегазоносная область — нефтегазоносный бассейн — группа нефтегазоносных бассейнов — нефтегазоносная провинция — нефтегазоносный пояс.

И. В. Высоцкий (1971 г.). Ловушка — месторождение нефти и газа — зона нефтегазоаккумуляции — крупные элементы нефтегазоносного бассейна — нефтегазоносный бассейн — группа нефтегазоносных бассейнов.

Н. А. Еременко (1968, 1976 гг.). Ловушка — месторождение нефти и газа — зона нефтегазоаккумуляции — нефтегазоносная область — нефтегазоносная провинция.

В. Б. Оленин (1970, 1977 гг.). Ловушка нефти и газа — месторождение нефти и газа — зона нефтегазоаккумуляции — ареал зон нефтегазоаккумуляции — нефтегазоносный регион — нефтегазоносный бассейн — область группирования нефтегазоносных бассейнов.

Н. Ю. Успенская (1962, 1972 гг.). Месторождение нефти и газа — нефтегазоносный район — нефтегазоносная область — нефтегазоносная субпровинция — нефтегазоносная провинция — группа нефтегазоносных провинций — пояс и территория нефтегазоаккумуляции.

В. Е. Хаин (1954, 1970 гг.). Ловушка — месторождение нефти и газа — зона нефтегазоаккумуляции — подбассейн — нефтегазоносный бассейн — мегабассейн — пояс нефтегазоаккумуляции — площадь нефтегазоаккумуляции.

Приведенный материал показывает, что эти ряды или системы неодинаковы по набору категорий, наименованиям, содержанию одноименных категорий, а также по своим верхнему и нижнему пределам.

В свою очередь это отражается и на применяемой методике нефтегеологического районирования, поскольку последняя определяется в первую очередь используемой системой элементов районирования и критериями их ограничения.

Наиболее широко в настоящее время распространено районирование нефтегазоносных территорий по тектоническому принципу, когда элементы выделяются и ограничиваются в соответствии с местоположением и границами структурных форм, к которым они приурочены. Однако многие исследователи неоднократно подчеркивали, что нефтегеологическое районирование нельзя считать равнозначным тектоническому. М. Ф. Мирчинк, Н. А. Еременко, В. А. Клубов и др. отмечали, что нефтегеологическое районирование опирается на более широкий круг вопросов, связанных с образованием, миграцией, накоплением и рассеянием УВ. В. Б. Оленин указывал, что при использовании чисто тектонического принципа районирования нефтегазоносных территорий нередко осуществляется нефтегеологическое районирование, сводящееся к нанесению на готовую тектоническую карту всех известных месторождений нефти и (или) газа и наименованию заключающих их структурных форм разного ранга (сводов, валов, антиклинорий и пр.) нефтегазоносными областями, районами и т. п. Между тем, выражая общую мысль, В. Б. Оленин, С. П. Максимов, Г. А. Габриэлянц, К. Н. Кравченко утверждают, что нефтегазоносность и ее характеристика обусловлены не только структурным (как бы ни была велика его роль), но и литолого-фациальным, гидрогеологическим и другими факторами. Поэтому совершенно закономерны несоответствие между одномасштабными нефтегеологической и тектонической картами одного и того же региона и несовпадение на этих картах границ обособленных элементов, их местоположения и количества.

Таким образом, названные исследователи приходят к заключению, что нефтегеологическое районирование представляет самостоятельное направление районирования исследуемых территорий, проводящееся для решения специальных задач и осуществляемое по специальному комплексу признаков.

§ 10. Нефтегазоносные бассейны морского дна

Современный этап развития нефтяной промышленности характеризуется интенсивным освоением нефтегазовых ресурсов континентального шельфа Мирового океана. Определение закономерностей распределения залежей нефти и газа под морским дном — весьма актуальная проблема геологии нефти и газа, изучением которой занимался ряд советских и зарубежных исследователей (Н. А. Еременко, А. Э. Левин, М. Ф. Мирчинк, Ю. М. Пушаровский, В. Е. Хаин, А. А. Трофимук, Г. Хедберг, М. Хэлбути и др.).

В настоящее время установлено, что в пределах подводной окраины континента можно выделить три группы нефтегазоносных осадочных бассейнов, расположенных: 1) на шельфе и прилегающей части континента; 2) внутри шельфа и 3) на внешней части шельфа, континентальном склоне и прилегающих участках океанических впадин (Н. А. Еременко, Э. Н. Алиханов, А. М. Ахмедов и др., 1971 г.). Бассейны первого типа по условиям образования, геологической истории и закономерностям распределения залежей нефти и газа сходны с бассейнами на континентах. Бассейны второй группы в историческом развитии отличаются более устойчивым прогибанием и своеобразным набором геологических формаций. Бассейны третьей группы изучены значительно хуже бассейнов первых двух групп и обладают рядом особенностей; видимо, для них характерны и иные закономерности распределения нефтегазовых залежей.

Для морских осадочных бассейнов, так же как и для континентальных, наиболее важный фактор нефтегазоносности — тектонический. С одной стороны, тектоника обуславливает наличие достаточно устойчивых зон прогибания по периферии континента в мезозойско-кайнозойское время и тем самым накопление мощных осадочных толщ. С другой стороны, тектонический фактор создает предпосылки для формирования осадочных бассейнов с благоприятными условиями для преобразования исходного ОВ в УВ нефтяного ряда. С точки зрения поисков залежей УВ оптимальные условия для накопления нефти и газа в пределах подводных окраин континентов имеются там, где длительное устойчивое прогибание компенсируется осадконакоплением, что приводит к формированию мощной осадочной толщи — генератору и вместилищу углеводородных скоплений. Преимущественно тектоническим фактором обусловлено формирование установленных к настоящему времени ловушек для скопления УВ различного типа: диапировые поднятия и соляные купола, нормальные брахиантиклинальные складки и складки, осложненные нарушениями. Весьма существенное влияние оказывают тектонические движения и на формирование литолого-стратиграфических ловушек.

Не менее важную роль для поисков скоплений нефти и газа в пределах подводных окраин континентов играет литология вмещающих отложений. В принципе в пределах подводных окраин встречается и тот же набор литологических типов пород, который известен в нефтегазоносных областях суши, однако отмечается очевидное преобладание терригенных осадков и незначительная роль карбонатных коллекторов. В пределах пассивных окраин среди коллекторов преобладают терригенные — кварцполе-

вошпатового состава. Это связано с тем, что на кратонах, к которым приурочено большинство пассивных окраин, происходит разрушение в основном кислых пород. Коллекторские свойства кварцполевошпатовых коллекторов обычно хорошие. На активных окраинах вследствие вулканической деятельности в породах весьма существенна примесь пирокластических компонентов, что снижает коллекторские свойства продуктивных горизонтов. Важную роль в пределах пассивных окраин играют дельтовые отложения, которые характеризуются весьма благоприятными условиями для нефтегазонакопления. В обоих типах окраин покрывками служат глинистые породы, однако на пассивных окраинах значительно чаще встречаются соленосные породы, которые помимо того что являются хорошими флюидоупорами (Северное море, подводная окраина Африки), могут создавать ловушки для скопления УВ. Эти общие положения в каждом конкретном бассейне или группе бассейнов дают своеобразные сочетания благоприятных условий для формирования залежей и размещения скоплений. Так, в Северноморском бассейне в мезозойских (юрских) отложениях коллекторами служат песчаники, образовавшиеся в турбидитах, а верхнемеловые коллекторы представлены карбонатами.

И, наконец, следует сказать, о стратиграфической приуроченности нефтегазовых месторождений подводных окраин. Преобладающая часть подводных окраин сложена мезозойско-кайнозойскими породами, естественно, в подавляющей части залежи нефти и газа связаны именно с этими отложениями.

При оценке перспектив нефтегазоносности морского дна обычно рассматривается комплекс факторов, зависящий от изученности района или возможности экстраполяции выявленных в соседнем районе суши параметров: геоструктурное положение, тектонические особенности, мощность осадочного чехла и его уплотненной части, история геологического развития, наличие ловушек, связь с известными нефтегазоносными районами, характеристика основных литолого-стратиграфических комплексов, наличие коллекторов и покрывок, обогащенность пород ОВ (возможные породы-продукенты), термодинамические и палеотермодинамические условия, гидрогеологические условия и т. д. В акваториях со слабо изученным геологическим строением или находящихся на начальной стадии освоения ресурсов нефти и газа при оценке перспектив нефтегазоносности большое значение приобретает метод аналогий, основанный на сопоставлении изучаемой территории с хорошо разведанными морскими впадинами с доказанной промышленной нефтегазоносностью, которые имеют сходные с оцениваемым участком строение и историю развития.

При оценке перспектив нефтегазоносности бассейнов третьей группы — бассейнов, расположенных на внешней части шельфа, континентальном склоне и прилегающих участках континентального подножия, в действие вступают новые факторы, с которыми обычно не приходится иметь дело на суше. Прежде всего возникает вопрос о покрывках. Данные теоретических расчетов, подкрепленные результатами сейсмических исследований и глубоководного бурения, показывают, что в ряде случаев в глубоководных районах глинистые породы (наиболее распространенный тип покрывок) обладают высокой влажностью и пористостью и соответ-

венно не могут служить надежными флюидоупорами (Н. А. Еременко, И. М. Михайлов, Б. М. Яковлев, 1976 г.). Естественно, это снижает потенциальную нефтегазоносность глубоководных районов, в частности континентального подножия.

В осадках, перекрытых водной толщей, возникающее внутриворонное давление до определенных глубин от поверхности дна обычно выше геостатического, в связи с чем уплотнения пород не происходит или происходит в незначительной степени. Поэтому в этих условиях хорошие покрывки отсутствуют, кроме прослоев окремнелых осадков. Исключение составляют породы, образовавшиеся в мелководных условиях, а затем в связи с прогибанием, не компенсированным осадконакоплением, оказавшиеся в глубоководных условиях. Эти породы могут быть литифицированы до того, как они попали в глубоководные участки, и соответственно быть хорошими флюидоупорами. В некоторых случаях в глубоководных районах слабоуплотненные осадки слагают почти всю осадочную толщу вплоть до базальтового фундамента.

Наличие относительно невысокого эффективного давления уплотнения не создает благоприятных условий для созревания исходного ОВ и превращения его в УВ. Подтверждением этому могут служить результаты изучения ОВ из юрских осадков (поднятых при глубоководном бурении у берегов Африки), которое оказалось лишь на начальной стадии преобразования. Еще одним неблагоприятным фактором для нефтегазоносности глубоководных районов, главным образом участков, прилегающих с океанской стороны к континентальному подножию, является количество и характер осаждаемого ОВ. Как показывают исследования советских геохимиков (О. К. Бордовский, Е. А. Романкевич и др.), основная масса ОВ в океане осаждается в краевой зоне, по мере удаления от нее в глубоководные районы количество ОВ резко снижается и оно выпадает в осадок в значительной степени преобразованным и уже не может являться исходным материалом для УВ.

Вопросы классификации морских нефтегазоносных бассейнов разработаны слабо. Классификации главным образом основаны на тектоническом принципе, при этом имеются попытки использовать при разработке классификации идеи плитной тектоники. В качестве примеров таких классификаций могут быть названы схемы А. Бейлли [62] (см. табл. 5.21), которая полностью базируется на идеях гипотезы тектоники плит, Н. А. Еременко, Л. И. Красного, А. К. Матвеева, Л. И. Лебедева (1980 г.), при разработке которой использовалась как идея горизонтальных, так и вертикальных перемещений земной коры и особенности ее строения (см. табл. 5.19).

ГЕОТЕРМИЯ И ПАЛЕОГЕОТЕРМИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

§ 1. Геотермия

Основными параметрами, характеризующими тепловой режим недр, являются величина теплового потока, теплофизические свойства среды, в которой он распространяется, температура, геотермический градиент или обратная его величина — геотермическая ступень.

Температура — параметр, доступный для измерения в полевых и промышленных условиях, — определяется с помощью ртутных, электрических и термисторных термометров. Вопросы, касающиеся их конструктивных особенностей излагаются в специальных работах и руководствах С. Г. Комарова (1957 г.), Л. З. Позина (1964 г.) и др. В последние годы разрабатывается аппаратура для регистрации непосредственно теплового потока (тепломеры).

При региональных геотермических исследованиях используются результаты термометрических наблюдений параметров неискаженного теплового поля. Процесс бурения скважин и связанные с ним операции нарушают естественное распределение температуры в окружающем пространстве. Неискаженные результаты могут быть получены в скважинах, где за период, предшествующий наблюдениям, температура промывочной жидкости сравнялась с естественной температурой окружающих пород.

Скорость восстановления в скважине естественного теплового поля зависит от диаметра скважины, продолжительности промывки скважины, разности температур промывочной жидкости и окружающих пород и их теплофизических свойств. В практике нефтяной геотермии наиболее распространена оценка времени восстановления теплового поля, нарушенного процессом бурения, по палеткам (рис. 6.1), составленным Д. И. Дьяковым в 1958 г. Задаваясь некоторой допустимой погрешностью $\delta t \leq 0,01$, устанавливаем, что время восстановления в скважине естественного распределения температуры в большинстве случаев составляет 8—13 сут. Для региональных построений можно использовать данные измерений, при которых температура отличается от естественной на 2—3 °С.

При обработке данных термометрии сопоставимые результаты могут быть получены в случае применения единой методики обработки фактического материала. В первую очередь это замечание относится к методике определения геотермического градиента, который рассчитывается для заданного интервала глубин по формуле $\text{grad } T = \Delta T / \Delta H$, где ΔT — приращение температуры в интервале глубин ΔH . Если геотермический градиент определяется для всего разреза пород, перекрывающих нефтяной пласт, то в качестве начальной используется температура на глубине залегания нейтрального слоя. Нейтральным слое

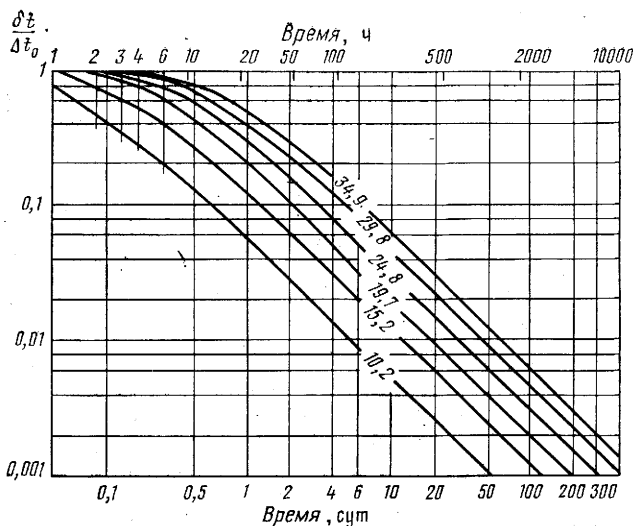


Рис. 6.1. Палетка для приближенного определения времени выдержки скважины перед геотермическими исследованиями (Д. И. Дьяконов, 1958 г.). δt — заданная погрешность в определении естественной температуры; Δt_0 — первоначальная разность температур горных пород и промывочной жидкости. Цифры у кривых — диаметр скважины, см

принято называть слой годовых теплооборотов, мощность которого составляет 15—25 м, причем температура на его нижней границе относительно постоянна для каждой данной точки поверхности Земли.

Прогнозирование температуры на глубинах за пределами интервала исследований осуществляется с помощью экстраполяции. Температура на заданной глубине t_H в однородных по теплофизическим свойствам породах определяется из выражения $t_H = t_1 + \text{grad } T (H - H_0)$, где t_1 — фактическая температура на глубине замера H_0 ; H — заданная глубина экстраполяции. Если в интервале экстраполяции залегают различные по теплофизическим свойствам породы, состоящие из n слоев, то температура на заданной глубине для многослойной среды рассчитывается по формуле

$$t_H = t_1 + \sum_{i=1}^{i=n} \text{grad } T_i (H_i - H_{i-1}),$$

где $\text{grad } T_i$ — значение геотермического градиента для каждого из n слоев; $(H_i - H_{i-1})$ — мощность n -го слоя.

Основным механизмом перераспределения тепла в земной коре является кондуктивная теплопередача, обусловленная теплопроводностью пород. Математическое выражение закона распространения тепла путем теплопроводности имеет вид $q = -\lambda \text{ grad } T$, где q — величина теплового потока (Вт), λ — коэффициент теплопроводности среды, в которой распространяется тепло (Вт/(м·°C)). Численно величина λ соответствует количеству тепла, проходящему в единицу времени τ через единицу площади при падении температуры в 1 °C на единицу длины.

Коэффициент теплопроводности пород определяется экспериментальным путем с помощью решения уравнения Фурье:

$$\lambda (\partial^2 T / \partial x^2 + \partial^2 T / \partial y^2 + \partial^2 T / \partial z^2) = \rho c \partial T / \partial \tau.$$

или $dT/d\tau = a\Delta T$, где ρ — плотность среды, c — теплоемкость.

Методы определения теплопроводности делятся на стационарные и нестационарные. В основе стационарных методов лежит использование схемы нагреватель — образец — холодильник. Недостатками стационарных методов являются невозможность определения, кроме теплопроводности, других теплофизических параметров, длительность установления стационарного режима и конструктивная сложность установки. Нестационарные методы основаны на изучении процессов охлаждения или нагревания исследуемых тел. В основе метода регулярного режима первого рода лежит использование охлаждения (нагрева) образца в среде с постоянной температурой. К нестационарным методам относятся импульсный и зондовый методы, основанные на анализе изменения температуры образца после подачи теплового импульса. Преимуществом нестационарных методов является быстрота проведения опытов, а при зондовом и импульсном методах — возможность использования образцов произвольной формы.

В условиях естественного залегания горные породы представляют собой многофазовые системы, которые состоят из минерального скелета, жидкости и газа. Факторы, обуславливающие теплопроводность пород, делятся на две группы: 1) факторы, отражающие петрохимические и структурно-текстурные особенности пород и 2) факторы, определяющиеся термодинамическими условиями.

Минеральный состав пород является определяющим в процессах теплопередачи. Одновременно важную роль играют количество, состав и структура цемента: минимальной теплопроводностью обладает глинистый цемент, максимальной — кварцевый. При прочих равных условиях наибольшее влияние на теплопроводность пород оказывает степень влагонасыщенности. Теплопроводность сухих пористых сред всегда ниже, чем влажных. В воздушно-сухом состоянии в образцах пород массовое содержание влаги составляет от 0,5 до 2 %. В результате увлажнения увеличение теплопроводности может достигать по отношению к воздушно-сухим образцам 30 %. При насыщении пород нефтью теплопроводность пород снижается на 15—20 %.

Не менее важная роль принадлежит факторам второй группы, поскольку теплопроводность пород зависит от температуры и давления. Повышение температуры уменьшает теплопроводность пород. Эмпирическая зависимость теплопроводности от температуры по Р. И. Кутасу и В. В. Гордиенко (1971 г.) имеет вид:

для осадочных пород в интервале температуры от 20 до 250 °С

$$\lambda_t = \lambda_{20} - (\lambda_{20} - 3,3) \left[\exp \left(0,725 \frac{t - 30}{t + 130} \right) - 1 \right];$$

Теплофизические свойства горных пород нефтегазоносных районов Западно-Сибирской плиты
(Г. Е. Малофеев, Н. С. Сабанеева, С. И. Сергиенко, 1972 г.)

Породы	Возраст пород	Воздушно-сухие породы				Водонасыщенные породы			
		Плотность, г/см ³	Температуропроводность, 10 ⁻² см ² /с	Теплоемкость, 10 ⁶ Дж/(г·°С)	Теплопроводность, Вт/(м·°С)	Плотность, г/см ³	Температуропроводность, 10 ⁻² см ² /с	Теплоемкость, 10 ⁶ Дж/(г·°С)	Теплопроводность, Вт/(м·°С)
Песчаники	K ₂	2,220	0,671	0,741	1,05	2,380	0,699	1,038	2,12
Глины	K ₂	1,580	0,488	1,314	0,86	2,010	0,403	1,701	1,36
Песчаники	K _{1al} , а	2,060	0,785	0,728	1,20	2,510	0,748	1,160	2,10
Глины	K _{1al} , а	2,050	0,521	1,021	1,09	Нет данных			
Аргиллиты	K _{1al} , а	2,270	0,848	0,808	1,48	2,284	0,817	0,963	1,80
Известняки	K _{1al} , а	2,630	1,051	0,770	2,13	2,650	1,140	0,787	2,37
Песчаники	K _{1h} , br	2,110	1,054	0,938	1,96	2,33	0,991	1,202	2,41
Глины	K _{1h} , br	2,110	0,675	0,963	1,17	2,24	0,566	1,247	1,53
Аргиллиты	K _{1h} , br	2,356	0,818	0,904	1,71	2,402	0,741	0,917	1,63
Алевролиты	K _{1h} , br	2,350	0,876	0,871	1,72	2,439	0,915	0,984	2,08
Известняки	K _{1h} , br	2,693	1,102	0,758	2,25	2,735	1,137	0,812	2,52
Песчаники	K _{1v}	2,289	1,066	0,816	2,00	2,474	0,925	1,072	2,44
Аргиллиты	K _{1v}	2,373	0,873	0,816	1,65	2,453	0,865	0,929	1,92
Алевролиты	K _{1v}	2,272	0,946	0,775	1,85	2,400	0,969	0,837	2,08
Песчаники	J	2,488	1,128	0,770	2,19	2,547	1,154	0,845	2,45
Аргиллиты	J	2,530	0,776	0,841	1,77	2,577	0,943	0,871	2,10
Алевролиты	J	2,420	0,887	1,126	2,33	Нет данных			
Известняки	J	2,560	1,030	0,787	2,25	2,605	1,040	0,854	2,69

для кристаллических пород в интервале температуры от 20° до 700°С

$$\lambda_t = \lambda_{20} - (\lambda_{20} - 4,8) \left[\exp \left(0,725 \frac{t - 30}{t + 120} \right) - 1 \right],$$

где λ_t и λ_{20} теплопроводность пород соответственно при температуре t и 20°С.

С повышением давления от 0,1 до 100 МПа при температуре до 200°С теплопроводность гранитов, андезитов-базальтов, известняков, мраморов, алевролитов, ангидритов возрастает линейно. Для гранитов барический коэффициент $\beta = \frac{1}{\lambda} \cdot \frac{\partial \lambda}{\partial p}$ при 20°С равен 0,51 и 0,07 %/МПа в интервалах давления соответственно 0,1—2 и 20—100 МПа. При температуре 200°С β равен 1,2 при повышении давления от 0,1 до 100 МПа (А. И. Масленников, Ю. А. Ганиев, 1974 г.).

Теплофизические параметры пород разреза осадочного чехла ряда нефтегазоносных регионов СССР приведены в табл. 6.1—6.4.

Теплопроводность пород, слагающих верхнюю оболочку Земли, обуславливает возможность оттока тепла, гецирирующегося в недрах. По данным Я. Б. Смирнова (1966 г.), общий энергетический эффект этого про-

Теплофизические свойства пород Волго-Уральской нефтеносной провинции
(Б. А. Яковлев, 1967 г.; Г. Е. Малофеев, С. И. Сергиенко, 1977 г.)

Породы	Возраст	Плотность, г/см ³	Температуропроводность, 10 ⁻² см ² /с	Теплоемкость, 10 ⁶ Дж/(г·°С)	Теплопроводность, Вт/(м·°С)
Воздушно-сухие породы					
Глины	P	2,097	0,864	0,908	1,62
Песчаники	P	1,900	1,503	0,858	2,15
Водонасыщенные породы					
Глины	P	2,220	0,832	0,975	1,89
Песчаники	P	2,117	0,856	0,921	2,59
Доломиты	C	2,813	1,013	0,762	2,07
Известняки	C	2,714	0,927	0,879	2,12
Аргиллиты	C	2,820	0,573	0,888	1,92
Песчаники	C	2,751	1,450	0,795	3,16
Алевролиты с включениями пирита	C	3,161	1,505	0,800	3,79
Доломиты	D	2,661	0,968	0,866	2,18
Известняки	D	2,716	1,011	0,816	2,20
Аргиллиты	D	2,265	1,364	0,787	2,57
Песчаники	D	2,377	1,420	0,963	3,23

цесса выражается цифрой $(7,9 \pm 0,79) 10^{20}$ Дж, т. е. в среднем 45 мВт с 1 см² в секунду.

Распределение температуры внутри Земли, обусловленное взаимодействием различных природных факторов, представляет собой геотемпературное поле. В нем выделяются две зоны, различные по тепловому режиму: верхняя — гелиотермозона и нижняя — геотермозона. В пределах гелиотермозоны, мощность которой соответствует слою годовых теплооборотов, температуры варьируют под влиянием циклических изменений солнечной радиации согласно закону Фурье. В геотермозоне распределение температуры имеет квазистационарный характер и обусловлено оттоком тепловой энергии из недр Земли. Здесь температура возрастает с глубиной согласно соотношению $\text{grad } T = q/\lambda$. Наблюдаемое вблизи земной поверхности распределение геотермических параметров представляет суммарный эффект ряда различных по интенсивности и длительности процессов тепловыделения, осложненных условиями теплопередачи.

Искажение теплового поля в верхней части литосферы происходит под действием следующих факторов.

Структурный фактор. Нефтегазовые месторождения, как правило, приурочены к положительным структурам осадочного чехла. За счет тепловой анизотропии пород над антиклинальными структурами наблюдается повышение, а над синклиналиными — снижение температуры и ин-

Таблица 6.3

**Теплофизические свойства пород (воздушно-сухие образцы)
нефтегазоносных районов Белорусской ССР**
(Г. В. Богомолов, Л. А. Цибуля, П. П. Атрощенко, 1972 г.)

Породы	Возраст	Температуропроводность, 10^{-3} см ² /с	Теплопроводность, Вт/(м·°С)	Породы	Возраст	Температуропроводность, 10^{-3} см ² /с	Теплопроводность, Вт/(м·°С)
Глины	К	0,257	1,02	Каменная соль	D	1,571	3,24
Песчаники	К	1,262	2,47	Ангидриты	D	1,482	3,62
Мел	К	0,559	2,19	Мергели	D	1,212	3,35
Мергели	К	0,526	1,65	Алевролиты	D	0,755	2,17
Известняки	J	0,725	1,67	Песчаники	D	0,762	2,48
Глины	J	0,631	1,09	Глины	S	0,451	1,56
Песчаники	J	0,673	1,42	Известняки	S	0,391	3,44
Песчаники	T	0,326	1,32	Известняки	O	0,989	2,23
Алевролиты	P	0,673	1,12	Песчаники	G	1,758	3,76
Песчаники	P	0,820	2,07	Песчаники	Венд	0,557	1,67
Доломиты	C	0,837	1,95	Туфы		0,480	1,49
Песчаники	C	0,476	1,34	Песчаники	Рифей	1,124	2,71
				Песчаники	PR	0,582	2,12

тенсивности теплового потока (рис. 6.2). Величина искажения теплового потока структурами оценивается в 15—20 %.

Гидрогеологический фактор. Подземные воды — один из наиболее активных агентов, влияющих на формирование теплового поля в верхней части литосферы. Вода как одно из наиболее подвижных и теплоемких минеральных образований земной коры участвует в различных формах движения и трансформирует тепловые поля и тепловые потоки. Приблизительно количество тепла, теряемое водой при движении по наклонному пласту q_w ,

Таблица 6.4

**Теплопроводность пород (водонасыщенные образцы)
нефтегазоносных районов Предкавказья**
(А. С. Джамалова, И. Г. Киссин, Г. М. Сухарев и др., 1970 г.)

Породы	Возраст	λ , Вт/(м·°С)	Породы	Возраст	λ , Вт/(м·°С)
Глины	N	1,36	Алевролиты	K ₁	2,00
Песчаники	N	2,15	Известняки	K ₁	2,34
Глины	P	1,44	Глины	J ₃	1,55
Мергели	P	2,11	Песчаники	J ₃	3,30
Глины	K	1,53	Алевролиты	J ₃	2,12
Известняки	K	2,69	Известняки	J ₃	2,72
Мергели	K	2,01	Глины	J ₂	1,38
Глины	K	1,56	Песчаники	J ₂	2,45
Аргиллиты	K	2,22	Алевролиты	J ₂	2,52
Песчаники	K	2,70			

может быть оценено (Н. М. Кругликов, 1963 г.) по формуле $q_w = \text{grad } THv \text{ tg } \alpha \rho$, где ρ и c — плотность и теплоемкость воды; v — скорость фильтрации, рассчитанная с учетом угла наклона пласта α ; H — мощность пласта.

Формулы для более точных расчетов можно найти в работе В. И. Лялько, опубликованной в 1974 г. При региональных построениях полезно иметь в виду, что влияние подземных вод на тепловое поле существенно лишь в зоне активного водообмена, где конвекция может исказить величины геотермических параметров в среднем на 25%. В зоне затрудненного водообмена, к которой, как правило, приурочены нефтегазовые месторождения, влияние гидрогеологического фактора в десятки и сотни раз ниже, что практически исключает необходимость вносить поправки в замеренные величины.

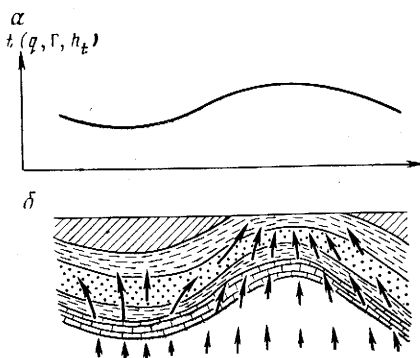


Рис. 6.2. Схематический профиль распределения температуры t , плотности теплового потока q , геотермического градиента Γ и высотных отметок геотермических поверхностей

h_t (а) и схема тепловых потоков в антиклиналях и синклиналях (б)

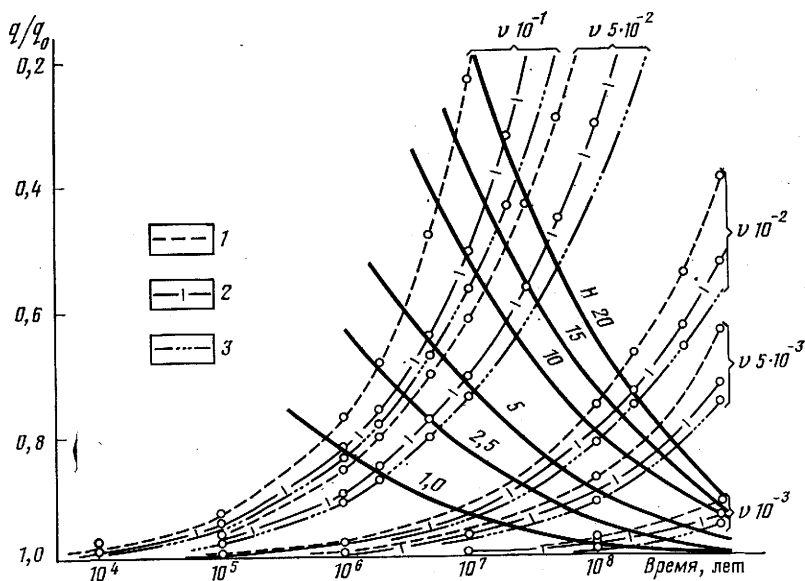


Рис. 6.3. Номограмма для оценки влияния процессов осадконакопления и эрозии на поверхностный тепловой поток (Я. Б. Смирнов, 1972 г.).

q/q_0 — соотношение величин искаженного и неискаженного потоков тепла; v — скорость осадконакопления, см/год; H — мощность осадков, км; линии теплопроводности осадков (Вт/м·°C): 1 — 1,25; 2 — 2,08; 3 — 2,90

Тепловой поток на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях континентов
(Ф. А. Макаренко, С. И. Сергиенко, 1974 г.)

Тектонические области, к которым приурочены месторождения	Число наблюдений	Тепловой поток, мВт/м ²				Среднее по миру (по Я. Б. Смирнову)	Изменение по отношению к среднему по миру, %
		q_{min}	q_{max}	q	σ		
Докембрийской складчатости	120	31,0	76,6	47,7	8,4	43,5	+9,6
Палеозойской складчатости	90	33,5	81,2	59	7,9	51,9	+11,7
Мезозойской складчатости	17	58,6	82	Не опр.		59,4	Не опр.
Кайнозойской складчатости и активизированные в кайнозое:							
предгорные прогибы и межгорные впадины	130	22,2	81,2	46,5	10,5	41,0	+15,3
обрамления горноскладчатых сооружений	16	59,0	96,0	70,0	Не опр.	73,2	Не опр.
многосинклинальных зон							
зоны грязевого вулканизма	61	38	93,4	63,6	12,1	Не опр.	
зоны кайнозойского вулканизма	55	46,9	113	82,9	16,3	92,1	-11,0

Осадконакопление. Роль нестационарных процессов осадконакопления заключаются в том, что аккумулирующиеся осадки нагреваются идущим снизу потоком тепла, причем нагревание запаздывает относительно их погружения. Величина искажения теплового поля будет зависеть от скорости и времени осадконакопления, а также от теплофизических свойств самих осадков. Оценить влияние этого эффекта можно на основании модели передачи тепла в движущемся теле (Г. Карслоу, Д. Егер, 1964 г.). По результатам решения уравнения, описывающего этот процесс, составлена номограмма (рис. 6.3). Максимальные величины искажения теплового потока за счет влияния осадконакопления наблюдаются в предгорных прогибах молодых геосинклинальных областей (15—25 % от фона). Номограмма может применяться и для оценки искажения теплового поля при поднятии и эрозии земной поверхности, однако тогда фактические величины теплового потока следует соответственно уменьшать.

Рельеф. Для учета влияния рельефа на величину теплового потока Е. Буллардом в 1940 г., Х. Джеффрисом в 1940 г., А. Лахенбухом в 1967 г. предложен ряд схем. Для введения поправок на рельеф с одновременным учетом неоднородного распределения теплопроводности на

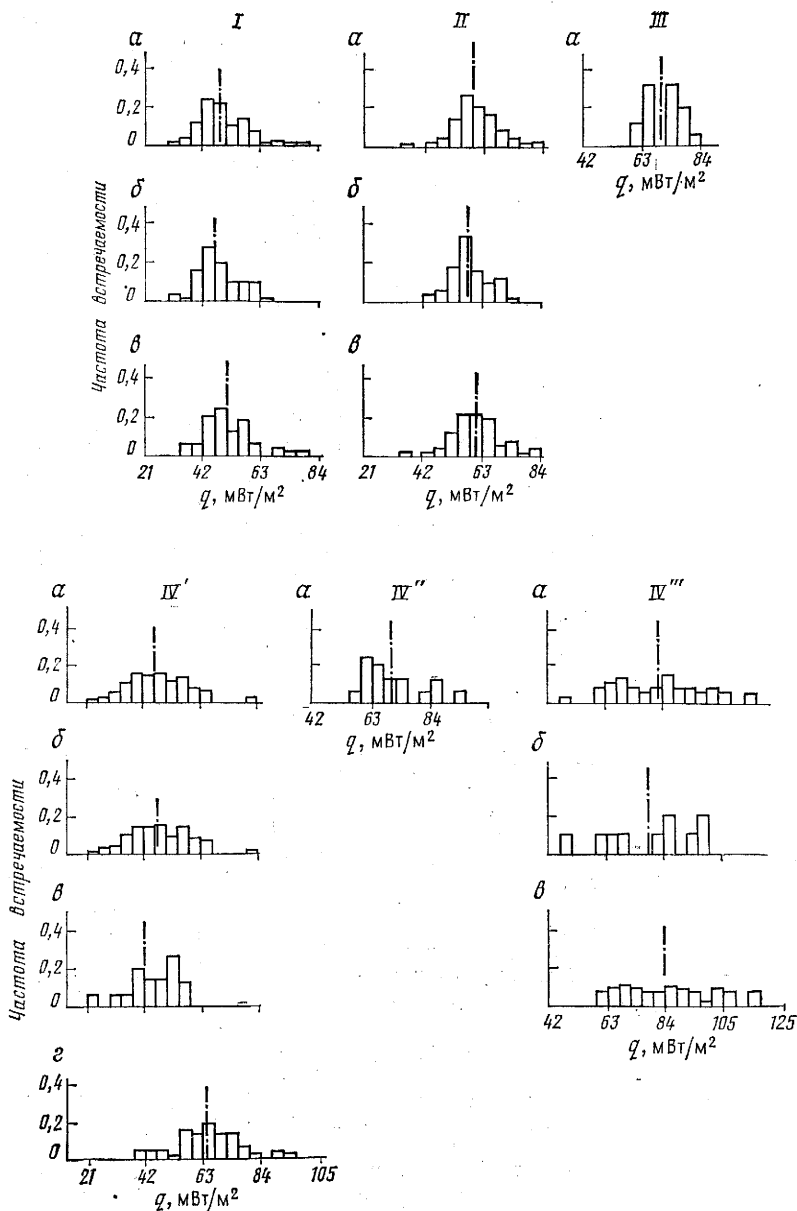


Рис. 6.4. Распределение величин теплового потока на нефтегазовых месторождениях в области докембрийской (I), палеозойской (II), мезозойской (III) и кайнозойской (IV', IV'', IV''') складчатости.

IV' — предгорные прогибы и межгорные впадины; IV'' — обрамления горно-складчатых сооружений; IV''' — зоны кайнозойского вулканизма.

α — зоны складчатости (общая совокупность); δ — нефтяные месторождения; θ — газовые и газоконденсатные месторождения; ζ — зона грязевого вулканизма (общая совокупность). Штрих-пунктирной линией показаны средние значения

Статистики теплового потока в нефтегазоносных структурах

Возраст складчатости	Тектонические структуры	Тепловой поток, мВт/м ²				
		мини-мальный	максимальный	среднее	стандартное отклонение	среднее по миру
Русская плита, Волго-Уральская нефтегазоносная провинция						
Докембри-ский	Камский свод		Не опр.	31,0	Не опр.	43,5
	Верхнекамская впадина		»	35,2	То же	
	Пермский свод	38,5	45,2	39,3	»	
	Жигулевско-Пугачевский свод	43,1	51,5	45,6	4,0	
	Бузулукская впадина	43,1	58,6	49,8	Не опр.	
	Мелекесская впадина	33,9	42,3	38,6	То же	
	Южно-Татарский свод	42,3	55,7	49,0	4,6	
	Сокская седловина	41,0	42,7	41,8	Не опр.	
Саратовские дислокации	47,3	76,6	56,1	7,1		
Предкавказская платформа						
Докембри-ский	Ростовский выступ	42,7	45,2	43,9	1,2	43,5
Герцинский	Терско-Кумская и Азово-Кубанская впадины (исключая зоны антиклинальных поднятий)	38,1	61,1	53,6	7,5	51,9
	Прикумская зона поднятий	52,3	77,9	63,6	7,5*	
	Каневско-Березанская зона поднятий	58,6	73,2	63,6	8,2*	
	Ставропольское поднятие (область, активизировавшаяся в кайнозое)	59,4	115,1	85,8	14,2	87,9
Западно-Сибирская плита						
Герцинский	Уральская система	45,6	70,7	62,8	6,3	51,9
	Центрально-Западно-Сибирская система	45,6	63,2	54,0	4,6	
Байкальский	Уват-Ханты-Мансийский срединный массив (активизирован в палеозое)	48,5	65,7	56,1	Не опр.	
	Центрально-Казахстанская система (северная часть)	36,4	60,3	46,5	6,3	46,5
Каледонский—раннегерцинский	Алтае-Саянская система	31,8	68,2	45,6	10,0	46,5
Салаирский Байкальский	Енисейско-Туруханская перикратонная зона	49,4	61,1	—	Не опр.	

Возраст складчатости	Тектонические структуры	Тепловой поток, мВт/м ²				
		мини-мальный	макс-мальный	среднее	стандартное отклонение	среднее по миру
Альпийские прогибы						
Кайнозойский	Терско-Каспийский прогиб (без антиклинальных зон)	27,2	45,6	37,2	6,7	39,8
	Индоло-Кубанский прогиб (без антиклинальных зон)	37,2	41,8	38,5	Не опр.	39,8
	Терско-Сунженская зона поднятий	44,0	66,1	52,3	7,5*	
	Антиклинальные структуры Индоло-Кубанского прогиба	48,4	63,2	57,3	4,6*	
	Предкарпатский прогиб	33,7	58,6	46,5	5,7	39,8

* Локальное нарушение фона.

практике применяют электромоделирование. По его результатам установлено, что отрицательные формы рельефа приводят к увеличению, а положительные — к кажущемуся уменьшению геотермического градиента. Искажения градиента под влиянием рельефа ощущаются в пределах верхних 100—300 м и могут достигать 3—8 %.

Тепловой поток из недр характеризует энергетический режим как Земли в целом, так и отдельных различно построенных участков земной коры, и позволяет судить о направлении и интенсивности геологических процессов, каждый из которых сопровождается поглощением или генерацией энергии (Б. Г. Поляк, Я. Б. Смирнов, 1968 г.). Численно величина теплового потока отвечает количеству тепла, проходящего в единицу времени через единицу площади. В однородной среде величина кондуктивного теплового потока q_λ определяется по формуле $q_\lambda = \lambda \text{grad}T = \lambda dt/dH$.

Установлено соответствие величин теплового потока различным тектоническим структурам Земли и доказана дифференциация теплового поля в тектонически активных поясах. Кондуктивный поток тепла через поверхность континентов составляет $7,11 \cdot 10^{12}$ Дж/с (Б. Г. Поляк, Я. Б. Смирнов, 1966 г.). По данным Я. Б. Смирнова (1966 г.), общие теплопотери Земли за счет теплового потока составляют $(2,52 \pm 0,25) 10^{13}$ Дж/с.

Дифференциация данных о тепловом потоке на продуктивных структурах по возрасту тектогенеза позволяет энергетически охарактеризовать месторождения УВ, приуроченные к областям докембрийской, палеозойской и кайнозойской складчатости (табл. 6.5). Область кайнозойской складчатости в связи с неоднородностью ее теплового поля дополнительно разделена на предгорные приборы и межгорные впадины, обрамления горно-складчатых сооружений миогеосинклинальных зон, зоны кайнозойского вулканизма и грязевого вулканизма.

Выборки теплового потока на продуктивных структурах в областях разновозрастной складчатости представлены на гистограммах (рис. 6.4). Средние значения теплового потока на нефтегазовых месторождениях сравнивались с мировыми средними величинами по соответствующим тектоническим областям континентов (табл. 6.6).

Данные сопоставлений свидетельствуют о том, что присутствие в пластах УВ приводит к повышению теплового потока вне зависимости от возраста складчатости зон нефтегазонакопления. Только в областях кайнозойского вулканизма мировое среднее значение теплового потока выше, чем в продуктивных структурах, к ним приуроченных. Здесь тепловое поле месторождений УВ полностью контролируется фоновым тепловым потоком.

§ 2. Тепловое поле нефтегазоносных провинций СССР

Общие сведения о тепловом поле на территории СССР отражены на Геотермической карте СССР¹, на которой показано распределение температуры на поверхности кристаллического и складчатого основания. Методика составления, характеристика фактического материала и описание основных закономерностей геотемпературного поля приведены в объяснительной записке к карте и книге «Тепловой режим недр СССР»². Важно отметить, что при решении вопросов нефтяной геологии карта дает возможность оценить потенциальные ресурсы тепла в осадочном чехле различных нефтегазоносных структур.

Особенности пространственного распределения земных температуры и геотермического градиента отражают следующие основные закономерности формирования теплового поля.

В областях докембрийской складчатости осадочный чехол платформ характеризуется средним арифметическим значением градиента $2^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$, который повышается до $2,5^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ и более в зонах дислокаций и в областях сочленения с палеозойскими структурами. Низкие значения градиентов и температуры на поверхности фундамента являются следствием низкого теплового потока в докембрийских структурах и высокой теплопроводности пород осадочного чехла.

В областях палеозойской складчатости на платформах значения геотермического градиента намного выше и составляют $3,5\text{--}4^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$. Высокие значения градиента связаны с распространением на платформах терригенных, преимущественно глинистых толщ с низкой теплопроводностью, типичным примером которых является майкопская свита Предкавказья. Хотя значения градиента и соответственно глубинной температуры в осадочном чехле палеозойских платформ выше, чем в любых других структурах на территории СССР (за исключением районов кайнозойского вулканизма), не следует полагать, как это весьма часто делается, что это области максимальной геотермальной активности. Критерием при оценке последней является величина теплового потока из недр, а она в пределах стабильных палеозойских структур хотя и выше, чем в до-

¹ М., Наука, 1972.

² М., Наука, 1970.

кембрийских, но меньше, чем в мезозойских и кайнозойских складчатых областях.

Области мезозойской складчатости в геотермическом отношении изучены весьма слабо.

Своеобразие геотермических условий в областях кайнозойской складчатости заключается в том, что тепловой поток в различных элементах общей структуры здесь неодинаков. В передовых и внутренних прогибах и впадинах значения теплового потока минимальны и близки к типичным для докембрийских структур, тогда как в пределах горно-складчатых кайнозойских сооружений они примерно вдвое выше. В передовых прогибах и впадинах значения геотермического градиента варьируют от 2 до 3°C/100 м. Особое положение среди внутренних альпийских впадин занимает Закарпатский прогиб, в пределах которого широко развиты кайнозойские вулканические проявления. Здесь значения геотермического градиента превышают 4°C/100 м.

Изученность теплового поля территории СССР неравномерна. В связи с этим тепловой режим нефтегазоносных провинций рассматривается по наиболее изученным территориям с учетом того, что общие закономерности распределения температуры в недрах могут быть перенесены на малоисследованные районы.

Области докембрийской складчатости. Тепловое поле Волго-Уральской нефтегазоносной провинции на большей части территории характеризуется значениями геотермического градиента от 1,5 до 2°C/100 м. Величина градиента обусловлена сочетанием трех основных факторов: историко-геологического, литологического и гидродинамического.

Устанавливается четкая связь величин градиента с тектоническим строением провинции. Пониженные значения градиента характерны для северных областей (районы Камского, Пермского, Токмовского сводов и примыкающих к ним впадин) со слабыми проявлениями платформенной тектоники (среднее около 1,5°C/100 м). К югу, в зонах дислоцированных пород осадочной толщи и фундамента, значения градиента достигают 2°C/100 м, а в пределах Сокско-Шешминских, Жигулевских и Доно-Медведицких дислокаций превышают 2,5°C/100 м.

Поскольку литология пород прямо связана с их теплофизическими свойствами (см. табл. 6.1), то изменение фациального состава отложений ведет к изменению геотермического градиента. Сопоставление геотермических параметров в девонских и каменноугольных отложениях (В. Ф. Ерофеев, 1969 г.), с которыми связаны основные залежи нефти и газа провинции, показало следующее: для районов, сложенных преимущественно глинистыми породами, характерны градиенты более 2°C/100 м, а для районов, где в разрезе развиты мергели и известняки, — менее 1,5°C/100 м.

Активная циркуляция подземных вод создает различные по знаку геотермические аномалии. С нисходящей фильтрацией подземных вод и потерями тепла в верхних горизонтах осадочного чехла связаны отрицательные термоаномалии в районе р. Вятки, в отдельных впадинах Предуральского прогиба, на южном склоне Татарского свода. Восходящая фильтрация вод в зоне Малокинельских дислокаций и в районе Краснокамско-Полазненского вала приводит к сглаживанию геотермического

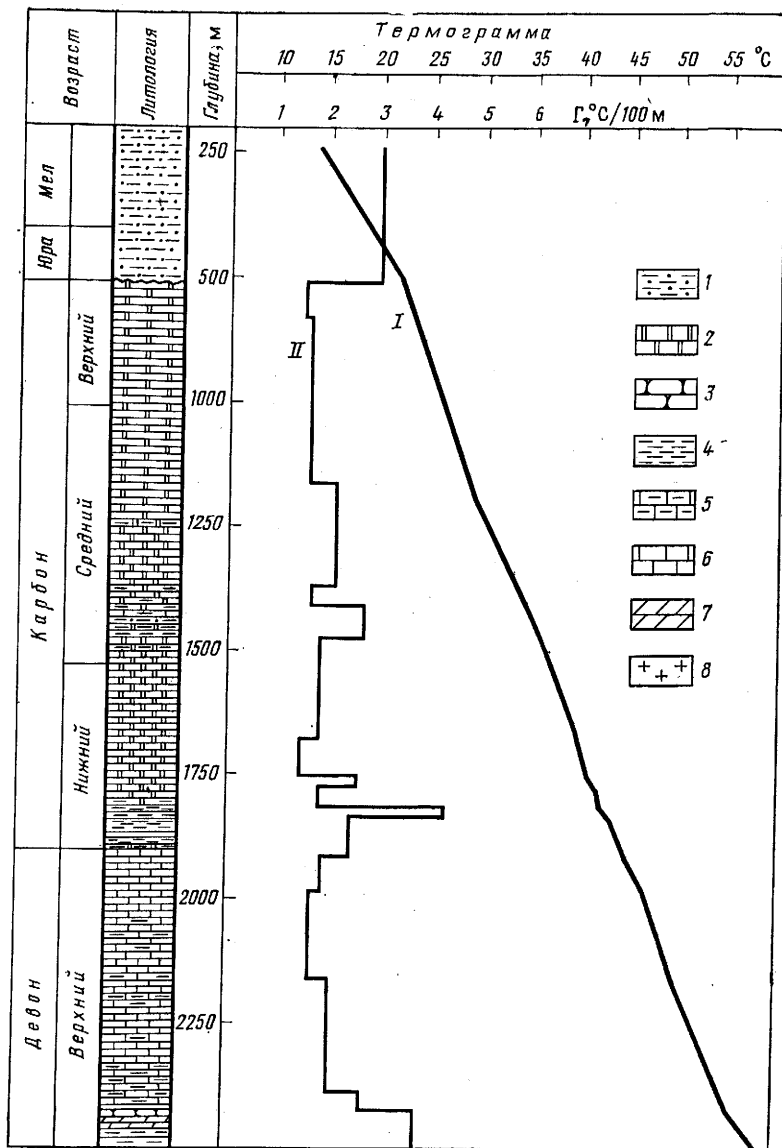


Рис. 6.5. Геотермический разрез Сызранской опорной скважины (В. Ф. Ерофеев, 1969 г.). Линии изменения:

I — температуры; *II* — геотермического градиента. 1 — глина песчанистая; 2 — доломит; 3 — песчаник; 4 — глина; 5 — глинистый известняк; 6 — известняк; 7 — мергель; 8 — породы фундамента

градиента по разрезу осадочного чехла. Геотермическая характеристика пород осадочного чехла Волго-Уральской провинции приведена в табл. 6.7 и на рис. 6.5.

Характер распределения геотермического градиента в осадочном чехле отражается на распределении температур на поверхности кристаллического фундамента (рис. 6.6). В пределах Волго-Уральской провинции температура на поверхности фундамента определяется преимущественно структурно-тектоническим фактором: участкам сводов, как правило, соответствует низкая температура (20—40 °С), а глубоководным депрессиям — повышенная и высокая (60—120 °С). В распределении температур на территории Волго-

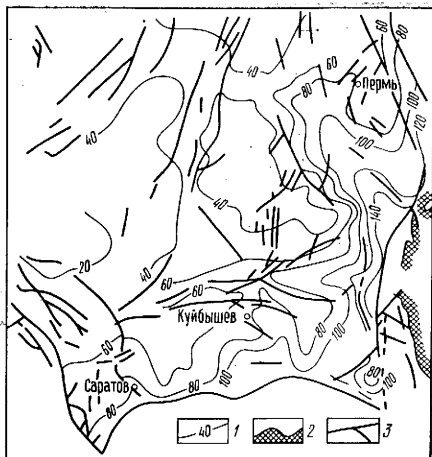


Рис. 6.6. Карта геоизотерм поверхности кристаллического фундамента Волго-Уральской нефтегазосной провинции (А. В. Дружинин, 1969 г.).
1 — изотермы, °С; 2 — граница Восточно-Европейской платформы; 3 — разломы

Уральской провинции, за исключением района Предуральского прогиба, отмечается та же зональность, что и в распределении геотермического градиента, а именно увеличение ее значений с севера на юг. Эта закономерность нарушается в зонах Вятских, Жигулевских, Саратовских и Доно-Медведицких дислокаций, где температура в кровле фундамента оказывается на 15—25 °С выше, чем в соседних областях, даже если там фундамент погружен на большую глубину. Во впадинах Предуральского прогиба, где фундамент погружен на глубины 6—8 км, температура на его поверхности составляет 120—150 °С.

Разброс величин теплового потока в породах Волго-Уральской провинции довольно высок (от 31 до 76,6 мВт/м²), однако подавляющее число определений находится в интервале значений 38—50 мВт/м² (см. табл. 6.6). Надежная корреляция между тектоническими структурами первого порядка и величиной теплового потока отсутствует — своды и впадины характеризуются примерно равными значениями. В зонах дислокаций, особенно Саратовских, величина теплового потока почти на 20 % выше по сравнению с прочими районами. Примерно на 15 % повышен тепловой поток в зоне Камско-Кинельской системы пригибов, особенно в районах проявления девонских эффузивов. Большинство структур, с которыми связаны месторождения нефти и газа, характеризуются тепловыми потоками, повышенными по отношению к фону примерно на 10—20 %.

Области палеозойской складчатости. Характеристика теплового режима нефтегазосных платформенных структур Предкавказья приведена выше (см. табл. 6.6) Для большей части территории региона средние значения градиента составляют более 3,5 °С/100 м. Пониженные значения градиента приурочены к северным районам, а также к областям перехода

Температура пород осадочного чехла нефтегазоносных районов Русской плиты
(над чертой — минимальное и максимальное значения, под чертой — среднее)¹

Район	Температура (°C) на глубине, км						Средний геотермический градиент, °C/100 м	Глубина изотерм, м	
	0,5	1	1,5	2	2,5	3		50 °C	100° C
Волго-Уральская антеклиз	5—28	13—38	19—51	29—66	35—90	Не опр.	0,7—2,9	1470—1870	—
	16	24	34	—	—		1,8		
Печорская синеклиза	7—22	14—38	26—54	34—74	57—93	47—111	1,3—4,1	1330—3230	2690—3960
	14	27	38	55	69	84	2,7		
Прикаспийская впадина	13—42	23—51	30—62	31—77	33—85	35—107	0,5—3,7	970—3400	—
	26	36	45	52	59	66	2,0		
Припятский прогиб	10—23	17—35	24—47	30—54	38—65	40—67	1,0—2,0	1720—4000	—
	15	22	31	37	49	51	1,4		
Днепровско-Донецкая впадина	13—30	22—49	35—64	49—84	58—99	67—119	1,4—3,5	1040—2040	2470—5400
	23	36	48	63	76	90	2,7		

¹ Тепловой режим недр СССР. М., Наука, 1970.

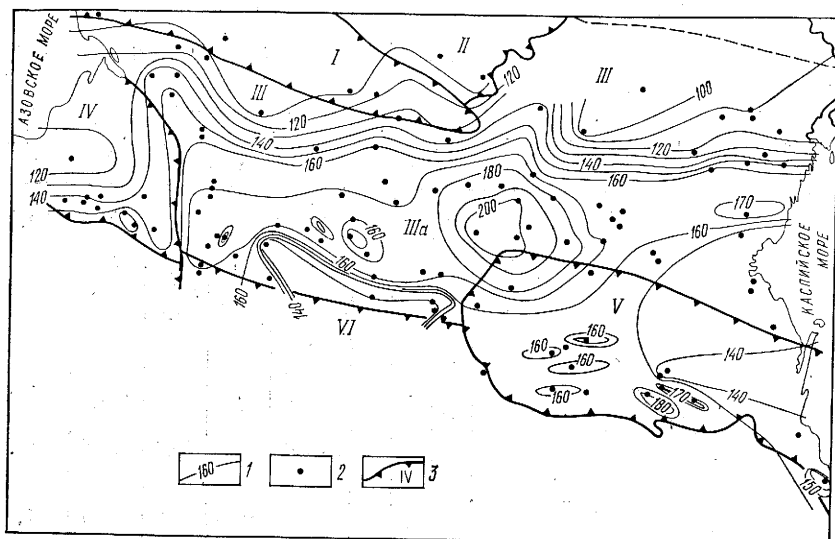


Рис. 6.7. Карта геоизотерм территории Предкавказья на глубине 5 км.

1 — геоизотермы, °С; 2 — пункты определения температуры; 3 — тектонические зоны: I — Ростовский выступ Русской плиты; II — Донбасс и Преддонбасский прогиб; III — Скифская плита; IIIa — Ставропольское поднятие; IV; V — соответственно Индоло-Кубанский и Терско-Каспийский краевые прогибы, VI — мегантиклинорий Большого Кавказа

платформенных впадин к краевым прогибам. Положительные термоаномалии, где величины градиента превышают $3,5\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ сопряжены с зонами Каневско-Березанских и Прикумских поднятий, а также с районом Ставропольского свода.

Характеристика геотемпературного поля осадочного чехла на различных глубинах представлена в табл. 6.8 и на рис. 6.7. Максимальная температура для нефтегазоносных районов Предкавказья установлена в пределах Медведовской площади, где на глубине 6320 м зафиксирована температура $220\text{ }^{\circ}\text{C}$ (рис. 6.8).

Тепловой поток в платформенных структурах Предкавказья варьирует от 38 до $115\text{ мВт}/\text{м}^2$, полученные значения его согласуются с тектонической зональностью территории (см. табл. 6.6). На нефтяных и газовых месторождениях величины теплового потока примерно на 20 % выше, что обусловлено рефракцией тепла в условиях сложного залегания пластов, а также процессами теплопереноса при миграции УВ.

Наличие местных температурных максимумов очень важно, поскольку практически все они связаны либо с нефтегазоносными структурами, либо со структурами, перспективными в этом отношении. Ставропольское поднятие, в пределах которого установлены преимущественно газовые залежи, подразделяется на Невинномысский вал и собственно Ставропольский свод. Средние значения теплового потока для этих структур (соответственно 92 и $85\text{ мВт}/\text{м}^2$) почти вдвое выше типичной для герцинских областей величины теплового потока ($54\text{ мВт}/\text{м}^2$) и не могут быть объяснены

Статистики распределений температуры на картах-срезах

Складчатость	Тектонические структуры	Число наблюдений					минимальная			
		1	2	3	4	5	1	2	3	4
		Докембрийская	Ростовский выступ	4	4	4	4	4	35,0	57,1
	Преддонбасский прогиб	2	2	2	2	2	37,5	54,5	75,7	89,0
Герцинская	Скифская плита (исключая Ставропольское поднятие)	69	63	58	57	57	40,7	57,0	68,4	79,8
	Ставропольское поднятие	26	23	20	20	20	52,7	85,7	104,3	122,0
Кайнозойская	Краевые прогибы в том числе: Индоло-Кубанский	38	40	38	37	37	35,4	50,3	74,0	98,2
	Терско-Каспийский	12	12	12	12	12	36,0	68,0	86,1	101,5
	Мегантиклинорий Большого Кавказа	26	26	26	25	25	35,4	50,3	74,0	98,2
		4	4	4	4	4	45,8	89,2	113,0	139,0

локальными искажениями теплового поля структурой самого поднятия. Особенности теплового поля Ставропольского поднятия обусловлены большими положительными градиентами неотектонических движений, не свойственными Скифской плите, наличием значительной изостатической аномалии и высокой сейсмичностью района. Близкие величины теплового потока на Ставропольском поднятии и в районах кайнозойского вулканизма позволяют предположить, что причиной тепловой аномалии, по мнению Ф. А. Макаренко, Я. Б. Смирнова, С. И. Сергиенко (1970 г.), может служить первичный магматический очаг в верхней мантии, протягивающийся от Кавминводского выступа и Пятигорских лакколитов далеко в тело Скифской плиты. Это пример омоложения палеозойской структуры в эпоху альпийского орогенеза. Аналогичное происхождение имеет зона повышенных значений теплового потока в районе Майкопского выступа.

На территории Западно-Сибирской плиты распределение температуры и геотермических градиентов в осадочном чехле зависит от вариаций по площади величин теплового потока (см. табл. 6.6), значений теплофизических параметров горных пород (табл. 6.9), а в северных районах от влияния процессов, связанных с формированием толщ многолетнемерзлых пород. На эти основные факторы накладываются рефракция тепла в антиклинальных структурах, влияние движения подземных вод к зонам разгрузки, процессы тепломассопереноса при миграции флюидов, что приводит к формированию локальных аномалий на региональном фоне.

территории Предкавказья для глубин 1, 2, 3, 4 и 5 км

Температура на срезе, °С										
5	максимальная					средняя арифметическая				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
96,7	55,7	73,5	87,2	100,9	114,0	43,1	64,9	79,2	92,1	105,5
103,3	45,7	76,0	79,7	93,4	107,1	41,6	65,0	77,7	93,4	105,2
91,2	75,0	115,0	146,2	168,4	186,5	56,3	89,7	112,6	131,3	148,3
138,9	91,0	125,7	158,7	185,3	204,0	68,9	109,1	135,0	156,2	177,4
116,9	95,3	123,5	147,1	168,9	189,6	50,3	81,1	109,5	133,8	155,4
116,9	51,0	83,5	118,2	150,8	177,8	42,6	72,7	101,8	127,5	148,4
120,1	95,3	123,5	147,1	168,9	189,6	53,9	84,7	113,0	136,8	158,7
155,1	57,0	103,0	123,3	150,0	175,0	53,1	93,5	118,1	143,1	163,4

Продолжение

Складчатость	Тектонические структуры	Стандартное отклонение				
		1	2	3	4	5
Докембрийская	Ростовский выступ	Не определялось				
	Предонбасский прогиб	»				
Герцинская	Скифская плита (исключая Ставропольское поднятие)	7,7	14,0	18,9	21,0	23,0
	Ставропольское поднятие	11,0	13,0	16,3	17,2	19,5
Кайнозойская	Краевые прогибы в том числе:	7,0	6,5	7,5	8,2	9,1
	Индоло-Кубанский	1,4	2,0	2,8	3,8	4,5
	Терско-Каспийский	8,7	9,1	10,3	11,1	12,0
	Мегантиклинорий Большого Кавказа	Не определялось				

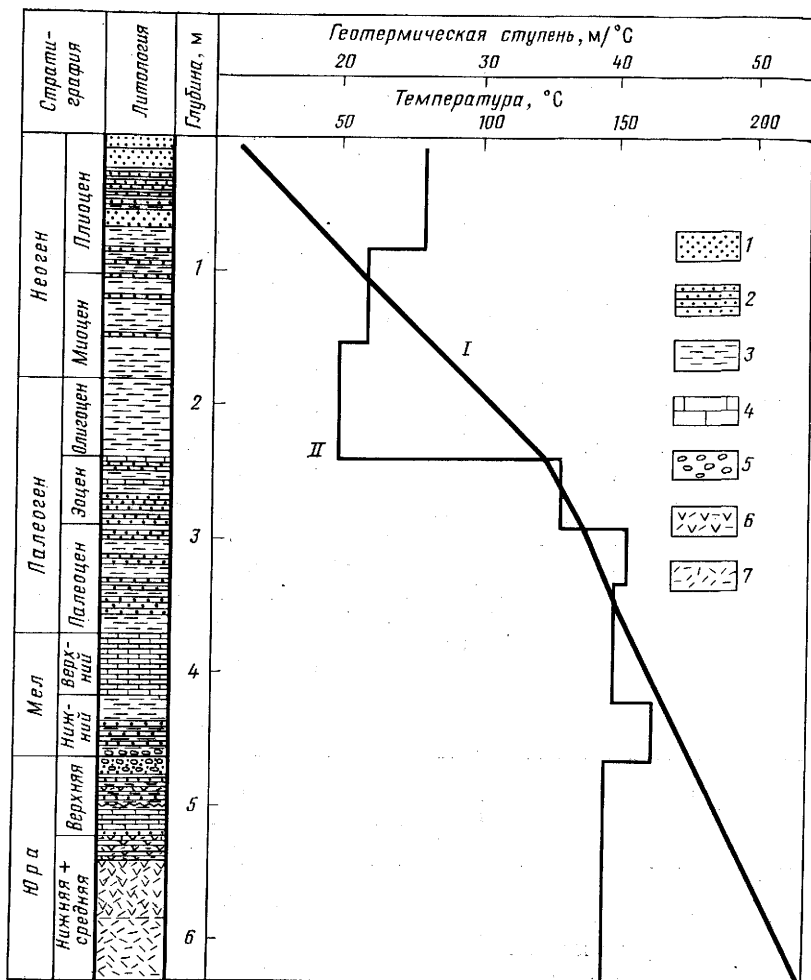


Рис. 6.8. Геотермический разрез Медведовской площади. По В. Н. Матвиенко.
 Линии изменения: I — температуры; II — геотермической ступени.
 1 — пески; 2 — песчаники; 3 — глины; 4 — известняки; 5 — конгломераты; 6 — туфы;
 7 — кварцевые порфиры

Величины средних значений геотермического градиента на территории Западно-Сибирской плиты варьируют от 1,42 до 5,74 °С/100 м. Значения градиента распределяются неравномерно и имеется несколько максимумов со значениями 3,1; 3,5 и 4,1 °С/100 м, что отражает как особенности вещественного состава пород осадочного чехла, его структуры и мощности, так и внутреннюю неоднородность строения глубинных зон гетерогенного основания Западно-Сибирской плиты.

На территории центральной части плиты типичные значения градиентов составляют 3—3,5 °С/100 м, увеличиваясь на локальных поднятиях.

Таблица 6.9

Геотермические градиенты осадочного чехла Западно-Сибирской плиты
(Б. П. Ставицкий, С. И. Сергиенко, Г. Д. Гинсбург, 1970 г.)

Площадь, номер скважины	Максимальная глубина замера, м	Время покоя перед замером, мес	Средний градиент, °C/100 м	Геотермический градиент в комплексах, °C/100 м			
				нижне- и средне- юрском	берриас- барремском	апт- сеноманском	турон- олигоценовом
Центральный район							
Усть-Балыкская, 215	2270	1,3	3,59	Не опр.	3,20	3,32	5,10
Западно-Сургутская, 161 45	2150	24,0	3,08	»	3,34	2,46	4,15
	2270	8,5	3,58	»	3,16	3,30	3,98
Самотлорская, 8	2270	6,0	3,88	5,10	3,66	3,52	4,36
Нижнемысовская, 1	3100	0,5	3,47	4,45	3,38	3,16	4,83
Мегионская, 513-бис	1750	1,0	3,00	Не опр.	Не опр.	2,64	3,24
Тобольская, 39 Среднее	1890	0,5	3,81	Не опр.	2,92	2,92	4,00
			3,41	4,78	3,25	2,99	4,16
Западный район							
Верхнекондинская, 28	1900	Не опр.	3,55	Не опр.	3,34	3,40	3,40
Пунгинская, 236 Среднее	1850	»	3,53	»	3,75	3,48	3,60
			3,44		3,55	3,44	3,50

Площадь, номер скважины	Максимальная глубина замера, м	Время покоя перед замером, мес	Средний градиент, °С/100 м	Геотермический градиент в комплексах, °С/100 м			
				нижне- и средне- юрском	берриас- барремском	ап- сеноманском	турон- олигоценном
Восточный район							
Нарымская, 1	2450	Не опр.	3,48	5,50	3,78	3,47	3,01
Колпашевская, 2	2900	»	3,66	4,00	3,98	2,50	2,55
Среднее			3,57	4,75	3,88	2,98	2,78
Северо-Восточный район							
Суходудинская, 1	1500	0,7	3,21	3,48	Не опр.	3,05	Не опр.
Малохетская, 10	1800	4,0	3,23	2,74	»	3,19	»
Джангодская, 2	2400	1,0	3,19	3,48	»	2,60	»
Долганская, 1	2500	0,1	3,46	3,55	»	3,43	»
Костровская, 3	2500	0,3	3,48	4,51	»	3,36	»
Среднее			3,30	3,31	»	3,10	»
Северный район							
Новопортовская, 66	2500	4,5	3,42	2,90	3,70	3,34	3,30
49	1500	2,0	2,92	Не опр.	3,06	3,00	4,73
Уренгойская, 1	3180	1,0	3,47	»	2,84	3,23	4,20
Заполярная, 6	1300	0,3		Не определялись			3,70
Губкинская, 6	700	8,0					5,15
Медвежья, 15	1120	1,0					4,90
21	1200	3,0					5,02
Среднее			3,27	2,90	3,20	3,19	4,55

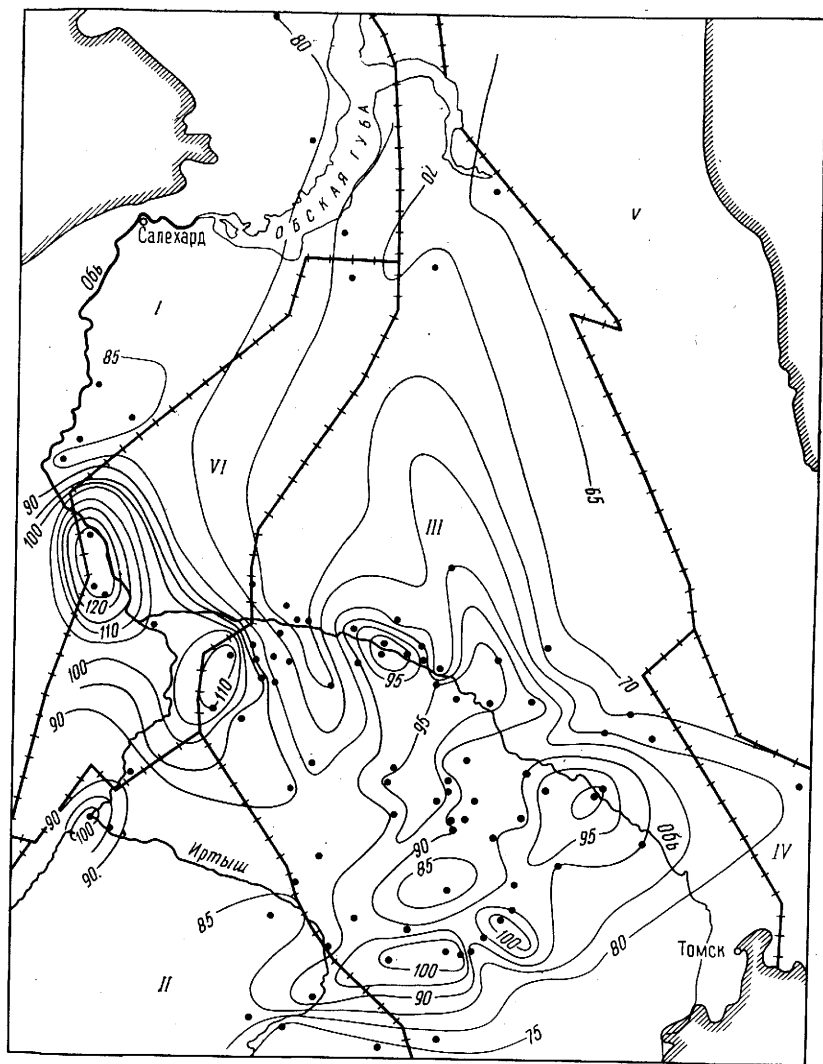


Рис. 6.9. Карта геозотерм отложений Западно-Сибирской плиты на глубине 2,5 км (С. И. Сергиенко, В. И. Роменко, 1974 г.).

1 — геозотермы, °С; 2 — пункты определения температуры; 3 — границы Западно-Сибирской плиты; 4 — тектонические зоны: I — Уральская, II — Центрально-Казахстанская; III — Центрально-Западно-Сибирская, IV — Алтае-Саянская. V — Енисейско-Туруханская перикратонная, VI — Уват-Ханты-Мансийский срединный массив

Статистики распределений температуры на картах-срезах территории Западной Сибири для глубин 1; 1,5; 2 и 2,5 км

Возраст складчатости	Тектонические структуры	Число наблюдений				Температура на срезе, °С												Стандартное отклонение			
						минимальная				максимальная				средняя арифметическая							
		1	1,5	2	2,5	1	1,5	2	2,5	1	1,5	2	2,5	1	1,5	2	2,5	1	1,5	2	2,5
Герцинский	Уральская система	32	27	19	7	25	41	62	72	59	84	110	90	36,8	58,7	76	83,1	8,2	12,2	11,8	
	Центрально-Западно-Сибирская система	90	86	79	75	21	33	50	64	52	72	92	111	38,4	54,6	72	88,7	5,8	8,0	8,6	10,7
Байкальский	Уват-Ханты-Мансийский срединный массив (активизировался в палеозое)	7	7	7	6	31	43	58	73	56	79	103	129	41,6	62,4	81,6	107,2	Не определялось			
Каледонский — раннегерцинский	Центрально-Казахстанская система (северная часть)	20	18	16	8	34	44	57	73	52	73	95	103	40,7	56,5	72,4	84,5	5,5	7,9		
Салаирский	Алтае-Саянская система	2	—	—	—	26	—	—	—	32	—	—	—	28,0	—	—	—	Не опр.	—	—	—
Байкальский	Енисейско-Туруханская перикратонная зона	7	6	4	—	19	33	48	—	24	40	53	—	21,3	36,2	50,5	—	Не определялось			

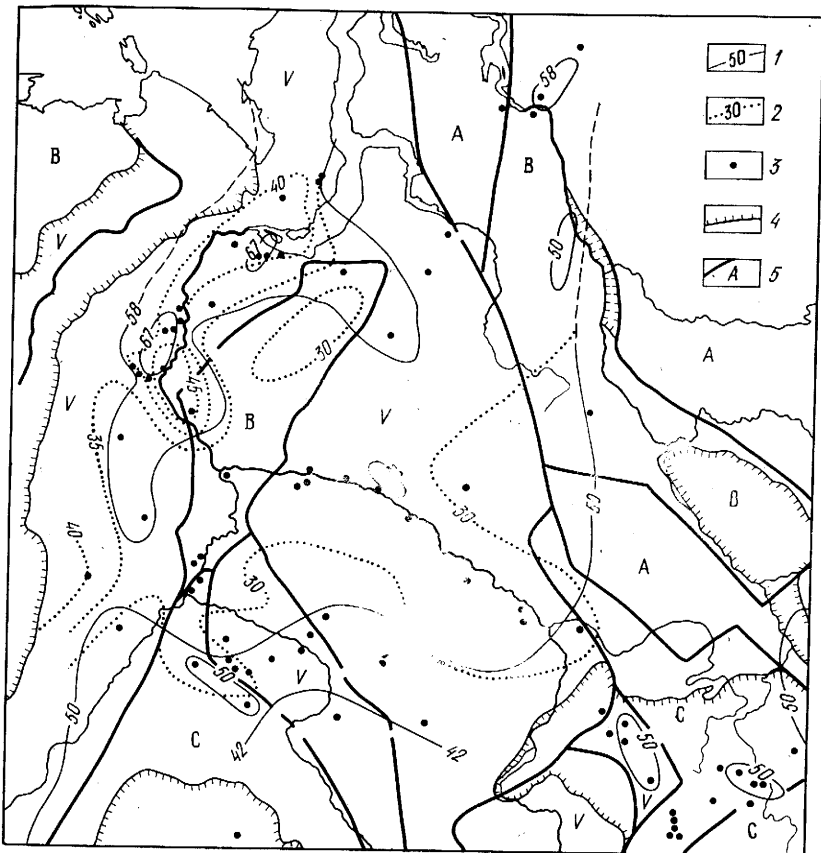


Рис. 6.10. Карта распределения теплового потока на территории Западно-Сибирской плиты (С. И. Сергиенко, Я. Б. Смирнов, 1977 г.).

Изолинии: 1 — теплового потока, мВт/м²; 2 — геотермического градиента, °С/100 м; 3 — пункты определения теплового потока; 4 — границы выходов складчатого основания; 5 — тектонические структуры с разным возрастом складчатости: А — архейский; В — байкальский; С — каледонский; V — герцинский

к которым, как правило, приурочены залежи нефти и газа. В пределах Надымской и Усть-Енисейской синеклиз величины градиентов не превышают 3 °С/100 м. В направлении западного борта плиты происходит резкое увеличение значений градиента — от 4,5 до 5,74 °С/100 м, причем максимальные их величины фиксируются в пределах Березовской зоны дислокаций. Снижение градиентов к югу и северу от этого района объясняется Б. П. Ставицким влиянием инфильтрационных вод верхней зоны подземного стока. В целом для Западно-Сибирской плиты роль подземных вод в перераспределении тепла на данной стадии развития региона ничтожна. Исключение составляют прибортовые участки плиты, где выявлено несколько очагов разгрузки подземных вод. Снижение геотермического гра-

диента фиксируется в пределах восточного борта плиты в направлении Сибирской платформы (его значения менее $3\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$) и в южной части плиты.

Геотермический градиент непостоянен по разрезу осадочного чехла Западно-Сибирской плиты. Выделяется ряд однородных по литологии и теплофизическим свойствам комплексов с различными величинами градиентов (см. табл. 6.9). На рис. 6.9 и в табл. 6.10 приводится характеристика геотемпературного поля осадочного чехла. Максимальная температура отмечается в западной части плиты, в зоне Березовских дислокаций и в пределах Уват-Ханты-Мансийского срединного массива, а также в центральной части на структурах, где фундамент прорван крупными гранитоидными телами.

На территории Западно-Сибирской плиты (рис. 6.10) выполнено около ста определений теплового потока (Э. Э. Фотиади, У. И. Моисеенко, Л. С. Соколовой, С. И. Сергиенко, Я. Б. Смирновым, Б. П. Ставицким, А. Д. Дучковым), которые коррелируются со схемой тектонического районирования, составленной В. С. Сурковым в 1968 г.

Области кайнозойской складчатости. В наиболее изученных в геотермическом отношении Индоло-Кубанском, Терско-Каспийском и Предкарпатском прогибах средние значения геотермического градиента варьируют от 2 до $3\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$. В зонах восходящего движения подземных вод (Терская и Сунженская антиклинальные структуры Терско-Каспийского прогиба и др.) градиенты повышаются до $4,5\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$. Вне зон гидрогеотермических аномалий энергетический эффект разгрузки подземных вод составляет $1/10$ суммарных теплопотерь. Существенно большие по масштабу искажения теплового поля в прогибах возникают за счет процессов осадконакопления. Величина искажений теплового потока здесь составляет около 25 %, а с учетом генерации радиогенного тепла в осадках — 15—20 % от фона. За счет указанного эффекта в прогибах температура на глубине 1 км оказывается на $5\text{--}7\text{ }^{\circ}\text{C}$, а на глубине 3 км на $15\text{--}20\text{ }^{\circ}\text{C}$ ниже, чем следовало бы ожидать исходя из стационарного распределения геотемпературного поля (см. табл. 6.8 и рис. 6.7).

Вне зон антиклинальных поднятий в прогибах тепловой поток составляет $33\text{--}37\text{ мВт}/\text{м}^2$, в зонах антиклинальных поднятий за счет рефракции тепловых линий его значения повышаются до $50\text{--}60\text{ мВт}/\text{м}^2$. Помимо этого увеличение теплового потока происходит в связи с процессами теплопереноса при миграции УВ, что создает, по мнению В. Н. Матвиевко и С. И. Сергиенко, дополнительные термоаномалии над антиклинальными структурами. В зонах сочленения прогибов с мегантиклинорными сооружениями тепловой поток повышается (до $55\text{--}65\text{ мВт}/\text{м}^2$), т. е. тепловой режим этой зоны контролируется тепловым полем горно-складчатого сооружения.

Анализ формирования структуры теплового потока в передовых прогибах показывает, что для образования УВ в земной коре и последующей трансформации их в залежах не требуется мощных подкорковых источников тепла, а тепловые аномалии над нефтяными и газовыми месторождениями имеют коровую природу.

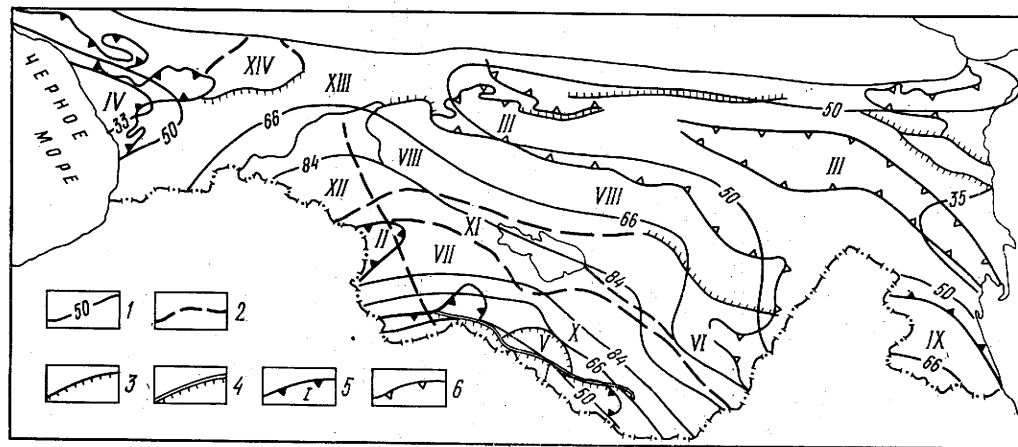


Рис. 6.11. Карта распределения теплового потока на территории Закавказья (А. А. Аветисянц, Ф. А. Макаренко, С. И. Сергиенко, 1975 г.).

1 — изолинии теплового потока, мВт/м²; 2 — тектонические швы; 3 — сбросы и взбросы; 4 — флексуры; 5 — межгорные впадины: I — Среднеараксинская, II — Карская, III — Куринская; IV — Риюнская; 6 — границы наиболее прогнутых зон впадин: тектонические зоны, антиклинории: V — Даралагезский, VI — Кафанский, VII — Мисхано-Зангезурский, VIII — Самхето-Карабахский; IX — Талышский; X, XI — соответственно Еревано-Ордубадский и Севанский синклинории; XII — Ахалкалакское вулканическое нагорье; XIII — Аджаро-Триалетская зона; XIV — Дзирульский массив

Особое место среди внутренних альпийских впадин, к которым приурочены нефтегазовые месторождения, занимает Закарпатский прогиб, выполненный неогеновыми отложениями. В прогибе развиты продукты неогенового вулканизма кислого и основного состава. Тепловой поток в прогибе меняется от 80 до 115 мВт/м². В примыкающей к прогибу Венгерской впадине значения теплового потока еще выше. Формирование таких аномальных геотермических зон Р. И. Кутасом (1978 г.) связывается с действием дополнительного источника тепла и геосинклинальной активностью.

Аномальным термическим режимом характеризуется западная часть Южно-Каспийского нефтегазоносного бассейна, где в пределах Апшеронской нефтегазоносной области установлены брахиантиклинальные структуры и купола, осложненные дизъюнктивными дислокациями и грязевыми вулканами. Исследования теплового потока в Азербайджане, проведенные Ш. Ф. Мехтиевым, А. А. Геодекином, А. Б. Цатурьянцем, Г. М. Сухаревым, Ю. К. Таранухой, С. П. Власовой и др., показали, что вне зон антиклинальных поднятий среднее значение теплового потока составляет 45 мВт/м², а в антиклинальных структурах, осложненных грязевым вулканизмом, величины меняются от 43 до 97 мВт/м² при среднем арифметическом 67 мВт/м². В отличие от типичных вулканических областей здесь высокая плотность теплового потока наблюдается на участках, расположенных в непосредственной близости (не более 1 км) от эруптивных аппаратов. На крыльях антиклиналей, осложненных грязевым вулканизмом, значения теплового потока не отличаются от фоновых, составляя 43—48 мВт/м². Этот факт представляет интерес при изучении роли грязевого вулканизма в трансформации рассеянного ОВ и УВ в залежах.

Наиболее крупное обобщение данных геотермических исследований на Апшеронском полуострове проведено Ш. Ф. Мехтиевым, А. Х. Мирзаджан-заде, С. А. Алиевым в 1971 г., по материалам которых, а также данным исследований теплового поля на территории Армении и Грузии составлена карта теплового потока Закавказья (рис. 6.11).

§ 3. Палеогеотермия

Прогнозирование палеотемператур по органическому веществу

Палеогеотермия в геологии нефти решает следующие задачи: прогнозирование палеотемпературы нагревания осадочных пород, реконструкция положения палеогеотермического поля в нефтематеринских толщах по палеотемпературе и выявление закономерностей размещения залежей нефти по зонам палеотемпературы.

Характер преобразования ОВ, рассеянного в осадочных породах в виде твердых включений, зависит от термобарических условий недр. Установлена связь между современной температурой недр и необратимыми превращениями ОВ. Температуры горных пород в прошлом и в настоящее время обычно не совпадают. Однако уровень превращенности ОВ, достигнутый под влиянием палеотепла, сохраняется после остывания вмещаю-

щих пород. На этом основано прогнозирование палеотемпературы, т. е. максимальной температуры нагревания горных пород в прошлом, по результатам действия тепловых потоков на превращения твердого ОБ в недрах.

Палеогеотермические исследования нефтегазоносных отложений проводятся в основном с помощью количественного изучения изменений оптических свойств ОБ.

Органическое вещество осадочных пород разнообразно как по исходному материалу, так и по характеру изменения его в процессе литогенеза. В одной и той же горной породе, в одном кусочке ее, могут находиться весьма различные органические включения. Отсюда очевидны трудности интерпретации результатов тех геохимических методов исследования, с помощью которых анализируют ОБ в совокупности его, как бы среднюю пробу всех веществ, извлеченных из горной породы. Поэтому в ряде случаев более представительные результаты получают при исследовании изменений петрографических особенностей органических включений, которые проводятся под микроскопом отдельно для каждого включения без удаления его из горной породы.

Из петрографических составных частей углей (табл. 6.11) для определения палеотемпературы по изменению оптических особенностей ОБ пригодны микрокомпоненты групп гуминита, витринита и лейптинита. Стадия термогенетической превращенности ОБ компонентов групп гуминита и витринита определяется по показателю отражения, а микрокомпонентов групп лейптинита — по их люминесценции, цвету и прозрачности. Показатель отражения витринита каменных углей и гуминита бурых углей определяется под микроскопом в аншлифах измерением и сравнением электрических токов, возникающих в фотоумножителе под действием света, отраженного от полированной поверхности исследуемого образца и эталона с известным показателем отражения. Эталонами (образцами сравнения) служат тяжелые стекла (марки ТФ-5, ТФ-12, СТФ-11), лейкосапфир, алмаз. Применяются образцы сравнения, близкие по показателю отражения к исследуемым пробам. Показатели отражения по ГОСТ 12113—77 определяются в монохроматическом свете с длиной волны 546 нм. ГОСТ предусматривает определение показателя отражения в иммерсионном масле (R°) с величиной преломления 1,515—1,520 при температуре 20—25 °С и в воздушной среде (R^*).

Величина показателя отражения витринита в одной и той же пробе колеблется под влиянием генетических и технических факторов, поэтому измерения его проводятся не в одной, а в ряде точек. На основе полученных данных строится рефлектограмма (рис. 6.12) и определяется среднее значение показателя отражения данной пробы. При исследовании витринита из пластов или прослоев угля измерения проводятся в 100 точках, а при изучении мелких включений витринита, рассеянных в осадочных породах, — в 10 точках.

Определение R° дает возможность исследования мелких объектов при увеличении 300 и более и с большей точностью, так как при погружении объекта в масло изучаемый интервал показателя отражения витринита можно разделить на мелкие градации. Однако в этом случае полученные

Значение микрокомпонентов ископаемых углей при определении палеотемпературы (И. И. Аммосов, 1980 г.)

Бурые угли			Каменные угли			
Группа	Микрокомпоненты	Метод определения палеотемпературы ¹	Группа	Микрокомпоненты	Метод определения палеотемпературы ¹	
Гуминита	Текстинит	ОС	Витринита	Телинит	ОС	
	Ульминит	ОС		Коллинит	ОС	
	Гелинит	ОС		Витроаттринит	Витроаттринит	ОС
	Корпогуминит	ОС				
	Аттринит	?				
Экзинита	Денсинит	?	Лейптинита	Споринит	Л, П	
	Споринит	Л, П		Кутинит	?	
	Кутинит	?		Резинит	?	
	Резинит	?		Альгинит	Л, П	
	Альгинит	Л		Лейптодетринит	?	
	Лейптодетринит	?		Фюзинита	Фюзинит	Нет ²
	Суберинит	?				
Хлорофиллинит	?					
Инертинита	Фюзинит	Нет ²	(инертинита)	Семифюзинит	»	
	Семифюзинит	»		Микринит	»	
	Микринит	»		Склеротинит	»	
	Склеротинит	»		Инертодетринит	»	
	Инертодетринит	»				

¹ ОС — отражательная способность; Л — люминесценция; П — прозрачность и цвет.

² При существующих методах микроскопического исследования эти компоненты не используются для определения палеотемпературы, так как ОВ, слагающее их, меньше реагирует на изменения термобарических условий недр.

результаты зависят от многих случайных факторов, в то время как замеренные величины R^a (укрупненные градации показателя отражения) в меньшей степени подвержены их влиянию. Определение R^a целесообразно проводить при изучении объектов крупнее 20 мкм; удобно выражать R^a в промилле.

Величины R^a и R^o связаны формулами:

$$R^a = \left(\frac{N_1 - 1}{N_1 + 1} \right)^2 \quad \text{и} \quad R^o = \left(\frac{N_1 - N_2}{N_1 + N_2} \right)^2,$$

где N_1 и N_2 — показатели преломления соответственно витринита и иммерсионного масла. По показателю преломления иммерсионного масла и R^o в полированном аншлифе под микроскопом можно вычислить R^a и наоборот. В этих формулах не учтен коэффициент светопреломления, поэтому результаты пересчета содержат небольшие неточности, не мешающие, однако, контрольному сравнению полученных и вычисленных R^a и R^o ,

а также их сопоставлению. В оптически анизотропном витрините измеряется максимальный показатель отражения R^a_{\max} или R^o_{\max} .

Лейптинит и экзинит (см. табл. 6.11) на стадиях превращенности меньше IV (табл. 6.12) при облучении через светофильтры с максимумами пропускания 340—420 нм люминесцируют (флюоресцируют). Длина волны возбужденного света и интенсивность излучения зависят от исходного материала и от характера превращений ОВ в процессе литогенеза. Интенсивность флюоресценции определяется посредством электронного фотоумножителя по отношению к интенсивности свечения стандарта, в качестве которого используются ураниловые стекла фирм ЛОМО или «Шотт». Для определения длин волн цвета флюоресценции применяются микроспектрографы.

В связи с многообразием ОВ, слагающих микрокомпоненты лейптинита и экзинита, а также превращением ОВ, происходящим под влиянием геологических факторов, возникает необходимость более детального и глубокого исследования флюоресценции этих микрокомпонентов. Однако уже в настоящее время возможно практическое использование флюоресценции для определения стадий превращенности ОВ под действием тепла недр (см. табл. 6.12).

Оптические свойства оболочек спор, пыльцы и акритарх, наблюдаемые в проходящем свете под микроскопом в тонких шлифах или в продуктах мацерации, меняются по мере превращения ОВ в различных термобарических условиях. Визуальные наблюдения, сопровождающиеся сравнением прозрачности и цвета одинаковых по своей природе разновидностей спор, пыльцы и акритарх в исследуемых препаратах с препаратами коллекций (в которых сопоставляемые объекты находятся на известных стадиях превращенности), позволяют составить приближенное представление о палеотемпературе недр. Эта методика имеет значение при исследовании нефтегазоносных отложений, находящихся на стадии изменения не выше IV (см. табл. 6.12).

Исходное вещество гуминита, витринита, экзинита и лейптинита находится в горной породе со времени седиментогенеза. Наоборот, исходное вещество твердых нафтидов и нафтоидов мигрировало в осадочные породы. После затвердевания оно изменяется в процессе литогенеза вместе с вмещающей породой под влиянием термобарических условий недр (И. И. Аммосов, 1973 г.; P Robert, 1971 г.). Очевидно, по степени превращенности вещества таких включений с учетом времени их генерации можно судить также и о палеотемпературе преобразования вмещающих

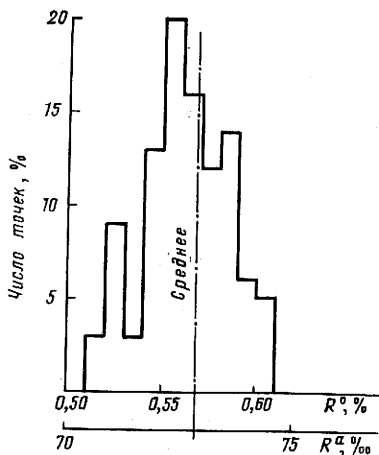
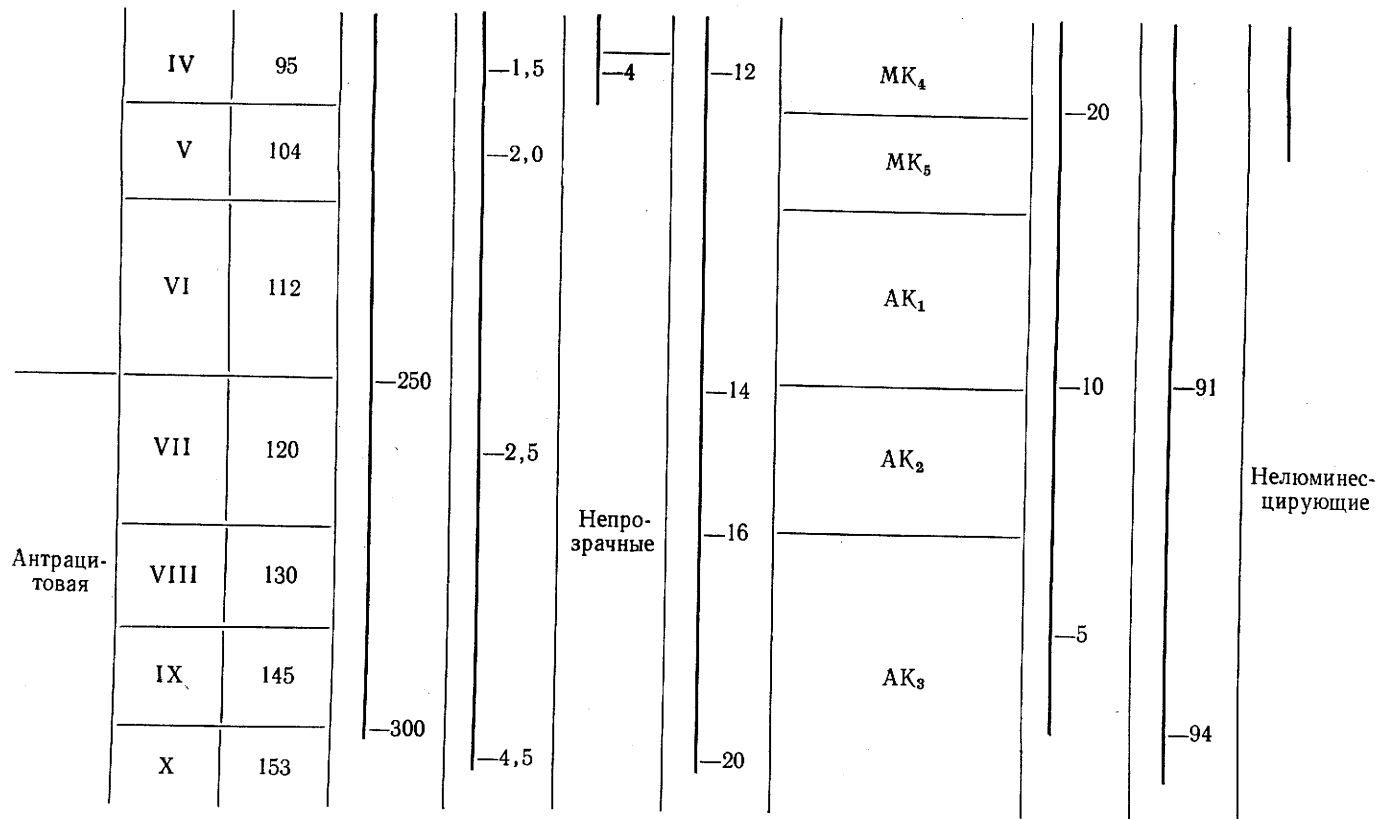


Рис. 6.12. Колебания величины показателя отражения витринита длиннолампного угля по 100 точкам одной пробы (И. И. Аммосов, 1974 г.)

Показатели термогенетического изменения **ОВ** твердых включений
(И. И. Аммосов, 1979 г.)

Группы	Шкалы							V ^Г , %	С ^Г , %	Флюоресценция λ, нм
	ИГиРГИ			«Эльф Аквитен»		«Шелл Ойл» Усл. ед.	Н. Б. Вассоевич, А. Э. Конторович, М. К. Калинин и др.			
	Стадии превращения	R ^a , ‰	Палеотемпература, °С	R ^o , %	КТИ					
Торфяная		55		-0,2	-1	-0		-70		520
Буроугольная	01	58		-0,3		-2	ПК ₁ —ПК ₃	-50	-71	
	02	63	-50		-2	-4				
	03	68		-0,5		-8				
Каменноугольная	I	73	-100			-10	МК ₁		-77	580
	II	81	-150	-1,0	-3		МК ₂	-40		600
	III	89					МК ₃	-30		670
				-200					-87	



Примечание: КТИ — коэффициент прозрачности и цвет лейптинита в проходящем свете; V^r — выход летучих и C^r — содержание углерода на сухой и беззольный витринит; λ — длина волны цвета флюоресценции лейптинита; ПК, МК, АК — прото-, мезо- и апокатагенез.

Таблица 6.13

Значение твердых нафтидов и нафтоидов при прогнозировании палеотемпературы
(И. И. Аммосов, 1980 г.)

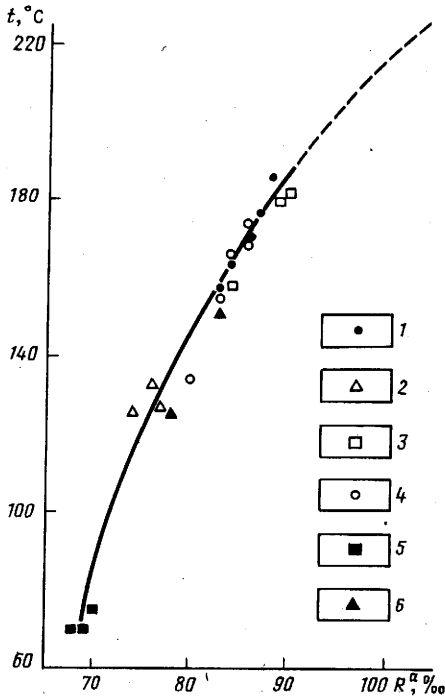


Рис. 6.13. Показатель отражения витринита при максимальной современной температуре недр (И. И. Аммосов, 1979 г.).

Площади (возраст пород). Предкавказье: 1 — Кочубевская ($J_{1,2}$); 2 — Русский Хутор, Восточно-Сухокумская, Култаевская (J_1-K_1); 3 — Темиргоевская ($J_{2,3}$); Северный Устюрт: 4 — Чикудук (J_2); Южный Мангышлак: 5 — Узень, Актас, Карамандыбас (J_2); 6 — Курганай (J_2). Штрихами показана экстраполяция кривой

Название	$R^a, \%$ *	Метод определения
Озокерит	50	Л
Асфальт		Л, ОС
Асфальтиты		
элатерит	45—52	Л, ОС
гильсонит	48—55	Л, ОС
вурцилит	50—60	Л, ОС
грэемит	52—65!	ОС, Л?
Кериты		
альбертит	?	ОС
импсонит	70—110	ОС
Антраксолиты		
кискейт	?	ОС
тухтолит	?	ОС
шунгит	155—170	ОС

* По данным И. И. Аммосова, Г. С. Калмыкова, Г. М. Парпаровой Л. С. Шарковой, Г. Якоба.

пород. Однако твердые и полутвердые нафтиды и нафтоиды до сих пор слабо изучены и в табл. 6.13 приведены приближенные данные. Показатель отражения, яркость и цвет люминесценции петрографических компонентов углей, твердых нафтидов и нафтоидов не всегда будут обозначать равную палеотемпературу их преобразования вследствие особенностей превращения слагающего их ОБ.

Под влиянием тепла недр изменяются молекулярные системы, химический состав и оптические петрографические особенности ОБ, находящегося в осадочных породах в виде включений. Как было показано, оптические свойства ОБ изучаются методами петрологии (И. И. Аммосов и др. [41]; Л. В. Ровнина, М. К. Родионова, Т. К. Садовникова, 1978 г.; E. Stach, M.-Th. Mackowcky, M. Teichmuller e. a., 1976 г.; M. Teichmuller M. Wolf [75]) с определением показателя отражения, интенсивности излучения и длины волны цвета флюоресценции, а также цвета и прозрачности

ОВ в проходящем свете. Целесообразно применение всех перечисленных методов. Определение показателя отражения, как правило, является основным методом, а определение цвета, прозрачности ОВ и особенностей его люминесценции — вспомогательными.

В результате многолетних исследований автора (начиная с 1951 г.) разработана шкала показателей отражения витринита с цифровыми обозначениями стадий его превращения. Эта шкала положена в основу ГОСТов 12113—77 и 21489—76. Прогнозирование палеотемпературы осуществляют по шкале (см. табл. 6.12), основанной на сопоставлении характера необратимых изменений ОВ с максимальной современной температурой в глубоких скважинах, пробуренных в областях длительного преобладающего прогибания (рис. 6.13).

Палеотемпература и современная температура

Разница между палеотемпературой и современной температурой колеблется в широких пределах, ориентировочно от 0 до 800 °С¹. Установить корреляционную связь между палеотемпературой и современной температурой трудно вследствие того, что разные регионы имеют различную геотермическую историю и характеризуются неодинаковой скоростью охлаждения недр. При этом значительно усложняют задачу такие явления, как: выходы на дневную поверхность осадочных пород, ранее находившихся на значительной глубине и испытавших там влияние повышенных температуры и давления, а в настоящее время остывших до температуры пород дневной поверхности; наличие в осадочной толще скачков палеотемпературы при плавных изменениях современной температуры, например между породами кристаллического фундамента и породами чехла; остывание интрузий, внедрившихся в осадочные породы.

В разных регионах и даже на соседних площадях одного региона отмечаются неодинаковые изменения палеотемпературы с глубиной и по стратиграфическим горизонтам. Анализ причин этого явления, а также причин изменения разницы между палеотемпературой и современной температурой даст новые возможности познания геологической истории земной коры и закономерностей размещения в ней месторождений нефти и газа.

Опыт сопоставления палеотемпературы и современной температуры осадочных пород древних и молодых платформ позволил выявить особенности изменения их соотношения. Палеотемпература, преобладающая в горных породах кровли консолидированного основания Сибирской и Восточно-Европейской древних платформ вне авлакогенов, синеклиз и глубоких впадин, приблизительно на 30 °С больше, чем палеотемпература горных пород, кровли консолидированного основания, залегающих на тех же глубинах в молодых плитах — Скифской, Туранской и, возможно, Западно-Сибирской. Наоборот, современная температура горных пород кровли консолидированного основания древних платформ, по данным М. Ф. Макаренко (1972 г.), на 40—50 °С меньше, чем на молодых. При этом разница

¹ Температура 800 °С в породах, контактирующих с остывшими интрузиями.

между палеотемпературой и современной температурой горных пород контакта чехла и основания на древних платформах достигает 100—120 °С.

В регионах, сходных по палеоглубинам погружения, высокая палеотемпература горных пород, залегающих в кровле основания древних платформ, возможно, является следствием меньшей толщины палеолитосферы. Толщина литосферы к настоящему времени здесь, вероятно, значительно увеличилась, что сопровождалось уменьшением тепловых потоков и длительным остыванием, а в итоге дало резкий контраст между современной температурой и палеотемпературой. Наоборот, небольшая разница между палеотемпературой и современной температурой на молодых платформах, вероятно, является результатом увеличения активности подкоровых процессов и тепловых потоков.

Разница в результатах проявления тепловых потоков в горных породах древних и молодых платформ уменьшается при активизации тепловых и тектонических процессов менее устойчивых частей древних платформ. Например, современная температура осадочных пород Вилюйской синеклизы выше, а разница между палеотемпературой и современной температурой пород этой синеклизы меньше (около 50 °С), чем в породах чехла Иркутского амфитеатра (около 90 °С).

Палеогеотермическое несогласие

При залегании молодых отложений на размытой поверхности древних толщ, ранее испытывавших действие сильных тепловых потоков, наблюдается палеогеотермическое несогласие, которое по Н. П. Гречишникову, является результатом перерыва в осадконакоплении, когда преобразование отложений, лежащих над размывом, на последующем этапе происходит при значительно меньшей температуре, чем до размыва. В результате в плоскости несогласного залегания контактируют различно преобразованные породы, характеризующиеся скачком в значении отражательной способности витрина.

Палеогеотермическое несогласие возникает в том случае, когда уже литифицированный участок земной коры под действием тектонических движений выводится из зоны высокой в зону низкой температуры, вплоть до выхода на дневную поверхность. Последующая смена знака движения приводит к новому осадконакоплению, погружению пород на глубину и соответствующему их преобразованию под влиянием температуры и давления. Если вторичное погружение контакта по размыву не приводит к более жестким термобарическим условиям по сравнению с теми, в которых ранее находились подстилающие отложения, то образуется палеогеотермическая граница, выражающаяся различной степенью термогенетической преобразованности пород, лежащих ниже и выше поверхности размыва (табл. 6.14).

Палеогеотермическое несогласие служит показателем инверсии тектонического режима, а его количественное выражение — критерием масштаба эрозионных процессов.

Описанные особенности палеогеотермических несогласий обусловлены проявлениями тепловых потоков регионального масштаба, подчиненных

Палеогеотермические несогласия
(Н. П. Гречишников, 1975 г.)

Район, участок, площадь	Возраст контактирующих отложений		$\frac{R^o}{R^a} \%$ в породах		Максимальная прогнозируемая палеотемпература пород, °С	
	нижежащих	вышежащих	нижежащих	вышежащих	нижежащих	вышежащих
Предкарпатье, Косовский, Слюдянский блок	Мел	Неоген	$\frac{0,76}{80}$	$\frac{0,48}{69}$	150	85
Западное Предкавказье, Митрофановская	Палеозой	Мел	$\frac{1,17}{91}$	$\frac{0,94}{85}$	195	170
Восточное Предкавказье, Приманьчская	Карбон	Юра	$\frac{4,52}{143}$	$\frac{0,87}{83}$	350	165

астеносфере. Однако в локальных масштабах палеогеотермическое несогласие может быть результатом действия тепловых потоков интрузий, остывших ранее времени последующего седиментогенеза. При этом в зонах несогласного залегания не обязательны значительные размывы подстилающих толщ.

Осадочные бассейны на современном этапе эволюции представляют более или менее полный комплекс зон палеотемператур. Отсюда возникает возможность классифицировать осадочные бассейны по мощности, числу и последовательности смены в них палеогеотермических зон осадочных пород и по выдержанности переходов этих зон из одной в другую. В. И. Горшков (1975 г.) в первом опыте такой классификации различает три типа осадочных бассейнов: таксистадиальные (таксис — расположение в порядке), где от фундамента до верхних горизонтов существует последовательный набор стадий превращения осадочных пород; атаксистадиальные — где непрерывная последовательность стадий отсутствует; и комбистадиальные, в которых сочетаются чередующиеся комплексы, свойственные двум первым типам. Число и интервал присутствующих в разрезе зон палеотемператур служит признаком для выделения классов и подклассов осадочных бассейнов.

Зоны палеотемператур

Нефть в осадочном чехле закономерно размещается по зонам палеотемператур (рис. 6.14), а распределение температуры по глубинам является функцией геотермического градиента. В результате бурения установлены разные современные температуры на одинаковых глубинах и одинаковые

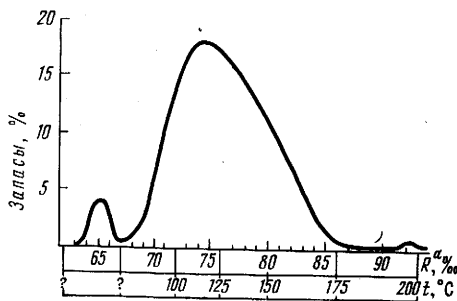


Рис. 6.14. Относительное распределение запасов нефти СССР по зонам палеотемператур (И. И. Аммосов, 1975 г.)

температуры на разных глубинах. Например, температура 100 °С известна на глубине около 4 км в Прикаспийской впадине, на той же глубине на Южном Мангышлаке — температура больше 190 °С; на глубине около 8 км в Западном Техасе зафиксировано 205 °С, а в Луизиане 260 °С. На разных глубинах (от 3,5 до 7 км) одна и та же температура (170 °С) отмечена в Предкавказье, Южном Мангышлаке, Прикаспийской впадине и Техасе.

Вопрос о значении времени при изменении ОВ в недрах, в частности вещества витринита и споринита, дискусионен, хотя влияние времени на превращение ОВ не вызывает сомнений. Надо полагать, что чем дольше находится ОВ в нагретом состоянии, тем сильнее оно преобразуется, но эти изменения не бесконечны, а ограничены пределом завершения реакций, возможных при данном термобарическом состоянии системы. При погружении осадочных пород повышение температуры тепловыми потоками астеносферы происходит весьма медленно, ориентировочно на 1—3 °С за 1 млн. лет. При этом создаются длительно существующие термобарические системы, близкие к равновесным. Здесь при практически постоянных температуре и давлении протекает и завершается основное преобразование твердого ОВ. Дальнейшие изменения ОВ будут происходить при последующем повышении температуры.

Некоторые исследователи неправильно полагают, что одинаковая измененность ОВ получается как при очень непродолжительном воздействии сильных тепловых потоков, так и при длительном действии слабых тепловых потоков. Неправильность этого представления очевидна и подтверждается существованием проблемы коксующихся углей. Для получения таких углей из менее метаморфизованных необходимо медленное повышение температуры. В природе это происходит, например, при конседиментационном погружении осадочных пород в глубоких прогибах. В зоне быстрого прогревания ОВ в осадочных породах теплом интрузий при контактовом метаморфизме получаются угли, одинаковые по выходу летучих и содержанию углерода, но эти угли неспекающиеся и некоксующиеся.

Дискусионен также вопрос о значении температурного коэффициента скорости реакции, т. е. отношения $K_{T+\Delta T}/K_T$, где K_T и $K_{T+\Delta T}$ — константы скорости реакции соответственно при термодинамической температуре T и при увеличении температуры на ΔT . При определении константы большое значение имеет энергия активации исследуемого ОВ. Температурный коэффициент скорости реакции предлагалось вводить как поправку на изменение вещества во времени. Однако вследствие недостаточной изучен-

ности геохимических превращений ОВ величина температурного коэффициента скорости химических реакций, происходящих в недрах, не точна.

При медленном прогибании стратисферы и преобладании сравнительно небольших геотермических градиентов, обусловленных прогреванием осадочной толщи теплом астеносферы, было достаточно времени для завершения основных превращений, соответствующих данной температуре. При понижении температуры в результате инверсии и денудации вышележащих пород в ОВ до гипергенных изменений возможно будут происходить лишь небольшие остаточные превращения за счет перестройки незначительной части групп молекул, не составляющих главной массы вещества. Весьма медленное превращение ископаемого ОВ в недрах и особенности происходящих геологических процессов, вероятно, являются причинами недостаточной точности термодинамических расчетов при опытах для определения влияния времени на региональный метаморфизм углей.

Незавершенность решения упомянутых дискуссионных вопросов не имеет значения для метода определения показателя отражения витринита, но указывает на возможность неточности при использовании его для прогноза палеотемпературы. Поэтому необходимо было сопоставить этот показатель, полученный в глубоких скважинах, с максимальной современной температурой (см. рис. 6.13).

Одновременно с преобразованием ОВ происходит также изменение физических свойств, химического и минерального состава вмещающих пород. Изучение особенностей термогенетического преобразования терригенных отложений основных нефтегазоносных бассейнов СССР позволило установить зависимость размещения нефтяных залежей от палеотемпературы пород. Основные залежи нефти, в том числе и залежи-гиганты, находятся в осадочных породах, испытавших воздействие температур не более 200 °С, что соответствует показателю отражения витринита не более 93 ‰ (см. рис. 6.14). Установленные связи между палеотемпературой и нефтеносностью относятся к превращению осадочных пород, содержащих нефтематеринское рассеянное ОВ.

По палеотемпературе выделено пять зон осадочных пород.

К зоне А (нижней) относятся осадочные породы, нагревавшиеся до температуры выше 275 °С. Твердые остатки ОВ зоны сильно изменены до антрацитовой, суперантрацитовой и графитовой групп стадий, а вмещающие породы метаморфизованы. Оставшееся твердое ОВ при дальнейшем повышении температуры недр почти не генерирует УВ.

Зона В охватывает интервал палеотемператур 250—275 °С. Оставшаяся часть ОВ способна генерировать небольшое количество углеводородных газов при дальнейшем повышении температуры недр. Зоны А и В при наличии в них исходного ОВ являлись в прошлом основными генераторами органогенных флюидов, переместившихся в результате латеральной и частично вертикальной миграции в гипсометрически выше расположенные, менее нагревавшиеся горные породы.

Осадочные породы, находящиеся в пределах зоны С (200—250 °С), нагревались слабее, чем породы зон А и В, поэтому при дальнейшем повышении температуры недр ОВ зоны С несколько больше, чем ОВ зон А и В, может генерировать углеводородные газы.

Зона Д (до 200 °С) — это не только зона генерации, но и основной аккумулятор флюидов, образовавшихся преимущественно вне зоны Д, мигрировавших из гипсометрически ниже лежащих зон в менее прогретую зону и поэтому сложенную в меньшей степени измененными горными породами, с лучшими коллекторскими свойствами. Зона содержит главные запасы нефти и имеет наибольшее промышленное значение. Зона Д разделена на пять интервалов температур: менее 100, 100—125, 125—150, 150—175 и 175—200 °С. Наиболее часто при прочих равных условиях залежи нефти находятся в средней части зоны Д (см. рис. 6.14).

Верхняя зона Е сложена осадочными породами, не испытанными или слабо испытанными действием тепловых потоков недр. Углеводородные газы, образовавшиеся в зоне Е в результате биохимических и сопровождающих их физико-химических процессов, могут быть аккумулированы в ней при наличии мощных покровов. Однако в основном эти газы, свободно мигрируя в пористой среде еще неизмененных и слабо измененных осадочных пород, уходят в атмосферу. Если флюиды из нижних зон поступают в зону Е, то они часто не образуют залежи нефти, а изменяются под влиянием гипергенных факторов. Продукты их преобразования уходят в атмосферу в виде газов или остаются частично в осадочных породах, образуя твердые нефтиды.

Положение зон палеотемператур в недрах не остается постоянным. При погружении осадочных пород или при активизации генераторов тепла изменяются существовавшие ранее соотношения между стратиграфическими и палеотемпературными границами. Границы палеотемпературных зон перемещаются стратиграфически вверх, а осадочные породы, ранее слабее нагретые, подвергнутся действию высокотемпературных тепловых потоков. При этом генерируются новые органогенные флюиды, мигрирующие в горных породах и взаимодействующие с ранее образовавшимися УВ соответственно геотермическим условиям недр.

При залегании нефтеносных отложений на породах, испытавших ранее действие повышенной температуры (например, на размытой поверхности значительно более древних пород), нефть под давлением, возникшим в залежи над контактом, частично мигрирует в коллекторы расположенной ниже приконтактной зоны с образованием там в палеогипергенных осадочных, метаморфических и трещиноватых изверженных породах залежей, как это наблюдается в месторождениях Советском и Мурадхаши (СССР), Орт (США), Аутжила (Ливия), Мара (Венесуэла).

Эти примеры не нарушают общей картины распределения залежей нефти по зонам палеотемператур. Анализ размещения начальных геологических запасов нефти категорий А, В, С₁ в отложениях Северного Сахалина (неоген), Западно-Сибирской плиты, Мангышлака, Восточного Предкавказья (мезозой), Волго-Камской нефтегазоносной области (девон и карбон), Днепровско-Донецкой (карбон) и Припятской (девон) впадин показал четкую связь между распределением запасов нефти в недрах и размещением зон и подзон палеотемператур (см. рис. 6.14). Эта связь выражается в следующем: а) запасы нефти распределяются в недрах по кривой с максимумом в интервале палеотемпературы 100—150 °С; б) в осадочных породах, нагревавшихся в результате действия тепловых потоков недр до

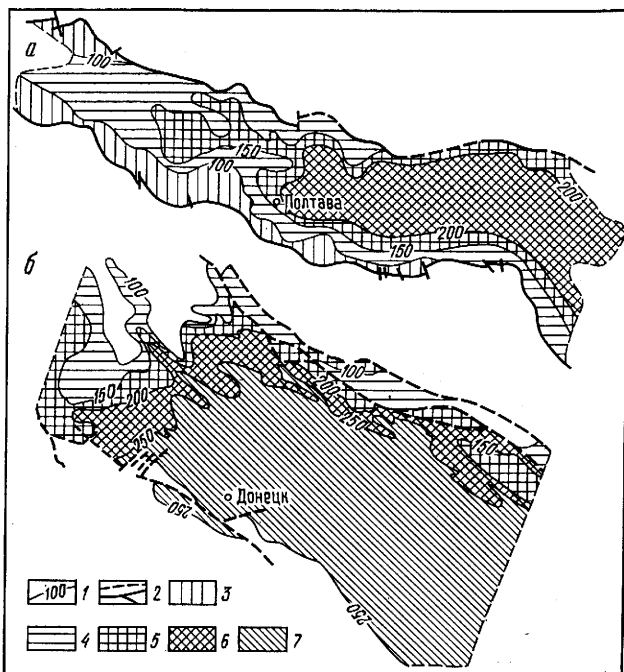


Рис. 6.15. Схема распределения палеотемпературы в кровле вблизи Днепровско-Донецкой впадины по Н. П. Гречишникову и В. Н. Летуновскому (а) и на поверхности карбона в Донбассе по И. И. Аммосову (б).

1 — палеоизотермы; °С; 2 — разрывные нарушения; геотемпературные зоны, °С; 3 — < 100; 4 — 100—150; 5 — 150—200; 6 — 200—250; 7 — > 250

175—200 °С, запасы нефти в промышленных залежах значительно уменьшаются; в) в зонах осадочных пород, испытавших нагревание до температуры более 200 °С, промышленные залежи нефти, как правило, отсутствуют.

Определение стадий превращенности ОВ осадочных пород и прогнозирование палеотемпературы имеют практическое значение в геологии нефти. Палеотемпература может быть использована в качестве одного из геологических критериев при определении прогнозных запасов. Пределом при подсчете прогнозных запасов нефти могут быть горные породы с $R^{\circ} 95^{\circ}/_{00}$ и $R^{\circ} 1,37\%$, что соответствует 205 °С.

Возможны следующие варианты практического использования показателя отражения витринита и палеотемпературы: определение в нефтегазовых бассейнах глубин и выделение площадей, малоперспективных для поисков нефти; введение дополнительного палеогеотермического критерия при выборе площадей, оптимальных для поисков неструктурных залежей; расширение научной информации для поисков залежей нефти, сформировавшихся под влиянием тепла интрузий. Для этого на разведываемых площадях в параметрических и структурных скважинах устанавливают основные палеогеотермические показатели (интервалы изменения палеотемпера-

туры, темпы нарастания палеотемпературы с глубиной, наличие палеогеотермических несогласий, тип основных теплоносителей — астеносферный, интрузивный и т. д.), составляются карты (рис. 6.15) и вертикальные поперечные разрезы с палеоизотермами или изоресплендами (линиями одинакового показателя отражения). Эти данные позволяют прогнозировать размещение зон палеотемператур на глубину и на прилегающих неразведанных площадях с выделением частей, малоперспективных по палеогеотермическому критерию.

При определении перспективности глубоких горизонтов по палеогеотермическому критерию большое значение имеет палеогеотермический градиент — прирост палеотемпературы на 1000 м между двумя палеогеотермическими несогласиями. Экстраполируя нарастание стадий превращенности ОВ и вмещающих его горных пород на глубину, палеогеотермический градиент используют для определения залегания зоны метаморфизма ОВ и эпигенеза вмещающих пород, малоперспективной в отношении нефтеносности. При этом в приконтактной зоне горных пород, прилегающих к палеогеотермическому несогласию, целесообразна проверка нефтеносности даже в породах, испытавших действие высокой температуры, но являющихся трещиноватыми коллекторами. Особое значение при определении перспектив глубокого бурения имеет надвиговая тектоника. Здесь зоны, оптимальные в отношении нефтеносности по палеогеотермическому критерию, могут быть перекрыты горными породами высоких стадий эпигенеза.

Изменение термобарических условий недр происходило не только при опускании фундамента и увеличении мощности осадочных пород, но также в результате внедрения в литосферу интрузивов. Магма интрузий как теплоноситель более или менее сильно и широко прогревала породы фундамента и чехла, в основном в зависимости от своего объема и состава, а также от глубины залегания и формы интрузий.

В последнее десятилетие в ФРГ привлекла внимание нефтяников Брамшерская интрузия, относящаяся к Саксонскому тектогену и залегающая в девонских отложениях в виде лакколита. Поперечник лакколита около 50 км, глубина залегания кровли 6—8 км. Тепловой поток от интрузии значительно изменил вмещающие и вышележащие отложения карбона, перми, триаса, юры и нижнего мела при общей суммарной мощности их от 3,5 до 8 км. Верхнемеловые отложения, образовавшиеся после внедрения интрузии, оказались неизменными. Палеоизотермы, построенные по данным измерений отражательной способности витринита, образуют на карте замкнутые концентрические линии с наибольшим поперечником в 120 км соответственно влиянию теплового потока лакколита. Эти палеоизотермы (от 90 до 300 °С) вместе с данными геофизики были использованы для прогнозирования положения лакколита и поисков месторождений нефти и газа в зонах с палеотемпературой менее 200 °С.

В кембрийские отложения осадочного чехла Сибирской платформы в виде силлов внедрились гипабиссальные интрузии диабазов мощностью до 100 м и более. Силлы распространены на площади в сотни тысяч квадратных километров и залегают почти согласно с осадочными породами. Установлено, что тепло их магмы прогревало вмещающие породы в зоне

мощностью до 800 м (в сумме вверх и вниз от силла). Тепло интрузий на площади распространения силлов создает в породах чехла широкие тепловые поля. Здесь происходит изменение ОВ, рассеянного в горных породах, и миграция УВ. При оптимальном соотношении в осадочных породах положения тепловых полей интрузий и ловушек могли образоваться залежи УВ промышленного значения в основном, вероятно, небольшие.

Таким образом, исследование твердых включений ОВ горных пород с количественным определением стадий превращенности его оптическими методами следует использовать при изучении: палеогеотермии литосферы, геологической истории осадочных пород и формирования нефтегазоносных залежей. Палеогеотермический анализ горных пород позволяет получить данные по метаморфизму ОВ и эпигенезу вмещающих отложений. При этом раскрывается действие тепловых потоков от палеогенераторов и современных генераторов тепла. Распределение современной температуры и палеотемпературы на консолидированном основании, в породах фундамента и в нефтегазоносной толще и разница между палеотемпературами и современными температурами характеризуют этапы предьистории и истории формирования нефтегазоносных бассейнов.

ГИДРОГЕОЛОГИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ И НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

§ 1. Природные водонапорные системы

Гидрогеологические исследования, включающие изучение гидродинамики и гидрогеохимии (т. е. физических свойств, химического и газового состава подземных вод), ведутся как в региональном плане, так и локально на отдельных нефтяных и газовых месторождениях (промысловая гидрогеология). Региональные гидрогеологические исследования имеют конечной целью прогнозирование нефтегазоносности и поиски залежей нефти и газа. Задачи промысловой гидрогеологии связаны с решением вопросов доразведки и разработки залежей (см. § 8).

Региональные гидрогеологические исследования ведутся в рамках природных водонапорных систем типа артезианских бассейнов простого и сложного строения, в пределах которых располагаются зоны нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции (см. гл. 5). Изучаются как современные гидрогеологические условия, так и история гидрогеологического развития бассейнов, или их палеогидрогеология (см. § 6).

В разрезе бассейнов выделяются водонапорные комплексы, состоящие из гидравлически связанных между собой водонапорных горизонтов. Комплексы разобщены регионально выдержанными водоупорными толщами (глинами, аргиллитами, галогенными отложениями) и характеризуются различными гидродинамическими режимами (т. е. условиями движения вод), часто различной минерализацией и разным составом вод. Совокупности водонапорных комплексов, близких по своим характеристикам, в случае, если разделяющие их водоупоры распространены не по всей площади бассейна составляют гидрогеологические этажи. Гидрогеологические этажи различаются по преобладающему гидродинамическому режиму (в особенности, в молодых бассейнах кайнозойско-мезозойского возраста) или выделяются по степени гидрогеологической раскрытости. Проявления режимов различны и определяются в первую очередь степенью уплотненности толщ осадочного чехла, направленностью тектонических процессов и возрастом отложений. Различают несколько типов гидродинамических режимов.

При инфильтрационном режиме воды движутся от области современной инфильтрации и создания напора, обычно находящейся в пределах горных сооружений, обрамляющих бассейн. Водообмен с поверхностью при таком режиме свободный, скорость движения — ощутимая (метры в год), геохимическая обстановка — окислительная, воды — слабоминерализованные.

В бассейнах, выполненных отложениями, еще не достигшими предельной степени литификации и продолжающими уплотняться под действием

геостатической нагрузки (веса вышележащих толщ), в глубоко залегающих горизонтах создается повышенное давление, обуславливающее падение напоров в направлении от наиболее погруженных участков бассейнов к их бортам. Повышенное давление создается в результате поступления в заполненный водой коллектор дополнительного количества седиментогенных и инфильтрационных вод, отжатых из уплотняющихся пластичных толщ, а также за счет процессов газообразования и вследствие теплового расширения пластовых вод, происходящего в глубоких недрах бассейнов. Подобный гидродинамический режим принято называть элизионным (по Н. Б. Вассоевичу, от латинского слова *elisio* — выжимаю). В случае элизионного режима водообмен с поверхностью затруднен и весьма затруднен, движение вод практически отсутствует, поэтому напоры характеризуют только распределение потенциальной энергии; геохимическая обстановка — восстановительная, воды минерализованные, причем иногда наблюдается инверсия гидрохимического разреза, т. е. уменьшение минерализации вод с глубиной.

В комплексе, уплотнение пород которого уже завершилось, постепенно возобновляется режим, близкий по направлению падения напоров к инфильтрационному, но отличающийся весьма замедленным внедрением современных инфильтрационных вод в коллекторы, заполненные водами, унаследованными от предыдущего элизионного этапа. Этот режим был назван **Е. А. Барс р е и н ф и л ь т р а ц и о н н ы м**.

Контролирующая роль гидрогеологического фактора в формировании, сохранении и разрушении залежей нефти и газа проявляется в некоторых общих закономерностях. Наиболее перспективными в отношении нефтегазоносности являются водонапорные комплексы с элизионным режимом. Нефтяные и газовые залежи, сингенетичные отложениям комплексов, приурочены к периферическим частям современных и древних впадин, к поднятиям, разделяющим эти впадины, а также к крупным валам, находящимся на пути возможного движения вод.

В комплексах с реинфильтрационным режимом происходит переформирование залежей, оттеснение их в глубь бассейна с нередко сопутствующей фазовой дифференциацией и образованием новых залежей в ловушках, удаленных от современной области инфильтрации.

В водонапорных комплексах верхнего этажа с инфильтрационным режимом условия для нефтегазообразования неблагоприятны. В них могут формироваться вторичные (эпигенетичные), часто крупные залежи, подверженные процессам разрушения (в окислительной обстановке, при свободном водообмене). Вторичные залежи УВ могут образовываться в любых комплексах, в которые скрытая разгрузка седиментогенных вод нефтегазоносных бассейнов была направлена в палеоэпоху и осуществляется на современном этапе. Скрытая разгрузка предусматривает наличие барьеров на пути разгружающихся вод, причем не только литологических и тектонических, но и гидравлических, препятствующих выносу УВ на поверхность и их рассеянию. Гидравлические барьеры могут возникнуть в результате встречного движения вод в коллекторе: инфильтрационных — в глубь бассейна, элизионных (седиментогенных) — навстречу, к его бортам. Инфильтрационный поток играет роль гидравлического барьера (пер-

вый тип) на пути подземных флюидов, выносимых из погруженных частей бассейна. Второй тип гидравлического барьера возникает в случае, если напор в каком-либо водонапорном комплексе ниже, чем в вышележащем. В этом случае исключена возможность формирования залежей УВ в отложениях выше комплекса с высоким напором. Третий тип гидравлического барьера наблюдается в случае, если напор вод в разломе несколько выше, чем в водонапорном пласте, или равен ему (И. М. Михайлов, 1974 г.). Обычно гидравлический барьер сочетается с литологическим (первый и второй типы) или тектоническим (первый и третий типы). Вблизи барьеров в зонах нефтегазонакопления формируются залежи нефти и газа.

§ 2. Методы гидродинамических исследований нефтегазоносных бассейнов

Непосредственная задача гидродинамических исследований нефтегазоносных бассейнов — это установление величины, характера распределения и природы пластового давления, направления и характера движения подземных вод по площади и в вертикальном разрезе, что в совокупности составляет современную гидродинамическую обстановку бассейнов. Сведения о гидродинамической обстановке используются при проектировании бурения скважин, прогнозировании пластового давления в глубоких горизонтах, еще не вскрытых бурением, для выяснения путей миграции воды, нефти и газа, определения условий формирования и закономерностей размещения месторождений УВ, прогнозирования нефтегазоносности, поисков и разведки залежей нефти и газа, особенно связанных с гидродинамическими ловушками.

Как правило, гидродинамическая обстановка изучается по отдельным водоносным комплексам, слагающим бассейн. После получения представлений о характере движения вод по площади в каждом комплексе могут быть оценены возможности вертикального движения вод из комплекса в комплекс.

Прямой метод изучения динамики подземных вод путем закачки и прослеживания распространения веществ-индикаторов практически непригоден для глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов из-за малых скоростей и дисперсии индикаторов. Поэтому применяют косвенные методы, которые основаны на анализе таких материалов, как статические уровни, пластовое давление и плотность подземных вод; наклон поверхности контактов залежей нефти и газа с водой; форма ореолов рассеяния УВ вокруг залежей нефти и газа; региональная гидрогазохимическая зональность.

Методы определения пластового давления

Пластовое давление — это давление жидкости или газа в водоносных, нефтеносных или газоносных пластах-коллекторах, находящихся в условиях естественного залегания. Пластовое давление изменяется как по площади распространения пласта, так и по высоте нефтяных и газовых залежей и по мощности водоносных пластов, увеличиваясь с возрастанием глубины пропорционально плотности подземного флюида.

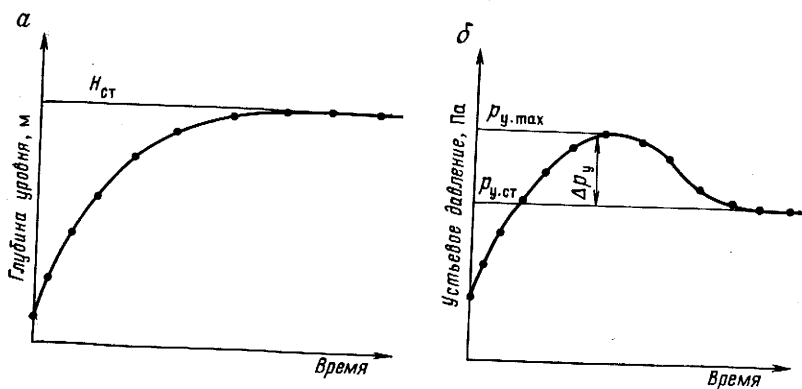


Рис. 7.1. Кривые восстановления уровня (а) и устьевое давление (б) самоизливающихся скважин при температуре воды более 40 °С
 $H_{ст}$ — статический уровень; $p_{у.ст}$ и $p_{у.тах}$ — соответственно статическое и максимальное устьевое давление

О величине пластового давления судят по определениям давления в скважинах, получивших приток флюидов из данного пласта. Достоверность сведений о пластовом давлении зависит от того, насколько давление в скважине соответствует пластовому, и от точности измерения давления в скважине.

Чтобы давление в скважине соответствовало пластовому давлению, необходима хорошая гидродинамическая сообщаемость скважины с пластом. Это условие обычно выполняется, когда в скважинах получены фонтанные притоки нефти, газа или воды. Однако в случае слабых притоков нередко приходится длительно ожидать восстановления давления в скважине. В этих условиях вполне возможно, что измеренное в скважине давление не полностью отражает пластовое давление и занижено.

Чтобы избежать этой ошибки, выходящие из бурения скважины после освоения и очистки останавливают на период восстановления давления, в течение которого несколько раз измеряют глубину уровня или устьевое избыточное давление. Полученные данные представляют в виде графика изменения уровня (устьевое давление) во времени (рис. 7.1), по которому судят о процессе восстановления давления и об истинном положении статического уровня (величине устьевое давления). Скважины, где уровень не достиг статического положения, непригодны для определения пластового давления. При вскрытии самоизливающихся водоносных горизонтов с температурой более 30—40 °С кривые восстановления устьевое давления имеют характерный «горб»: давление сначала нарастает, достигает максимума, а затем снижается, постепенно достигая статического положения (см. рис. 7.1, б).

Снижение устьевое давления вызвано увеличением плотности воды из-за ее остывания в стволе скважины до температуры окружающих пород. Разница между максимальным и статическим устьевым давлением для высокотермальных вод может достигать нескольких десятых мегапаскаля. Кроме того, в старых промысловых районах следует учитывать влияние

соседних добывающих и нагнетательных скважин, а также разрабатываемых месторождений, работа которых может изменить начальное пластовое давление в районе исследуемой скважины. Практические наблюдения показывают, что в выдержанных пластах с хорошими коллекторскими свойствами влияние разработки прослеживается на расстоянии 40—60 км.

Для определения пластового давления в скважинах применяют два способа: непосредственное измерение глубинным манометром и расчет по весу столба жидкости в скважине, уравнивающему пластовое давление, на основе уравнения гидростатики $p = \rho gh$, где p — давление столба жидкости высотой h и плотностью ρ ; g — ускорение свободного падения.

Точность измерения давления глубинными манометрами серийного производства составляет 1%. Расчетный способ при благоприятных условиях в газовых и водяных скважинах обеспечивает значительно большую точность (0,01—0,02%).

При измерении пластового давления в нефтяных и водяных скважинах глубинные манометры опускают на глубину кровли пласта или середины интервала перфорации. Время выдержки манометров в точке замера не менее 20 мин, причем во время спуска прибора и периода замера нельзя допускать утечек нефти и газа через устьевую арматуру или лубрикатор. Если по техническим причинам невозможно опустить манометр на глубину залегания пласта, то давление измеряют в максимально глубокой точке ствола скважины, а пластовое давление вычисляют по формуле $p_{пл} = p_a + \rho g (H_{п} - H_a)$, где p_a — фактическое измеренное давление на глубине H_a ; $H_{п}$ — глубина кровли пласта или середины интервала перфорации; ρ — средняя плотность пластовой нефти или воды в стволе скважины в интервале глубин $H_{п} - H_a$. Причем разность глубин $H_{п} - H_a$ должна быть минимальной, а измеренное давление p_a — больше давления насыщения нефти растворенным газом (т. е. чтобы замер давления был осуществлен ниже глубины разгазирования нефти).

В газовых скважинах пластовое давление в большинстве случаев не измеряют глубинным манометром, а рассчитывают в соответствии с величиной устьевого давления и весом столба газа по барометрической формуле

$$p_{пл} = p_y e^{0,03415 \frac{\bar{\rho} H_{п}}{z_{ср} t_{ср}}},$$

где p_y — устьевое давление газа; e — основание натурального логарифма; $\bar{\rho}$ — относительная плотность газа по воздуху; $H_{п}$ — глубина пласта; $z_{ср}$ — средний коэффициент сжимаемости газа при средних давлении и температуре $t_{ср}$ в стволе скважины.

Для упрощения расчетов в справочниках по исследованию газовых скважин приведены таблицы со значениями члена $e^{0,03415}$ для различных условий. Устьевое давление p_y измеряют высокоточными образцовыми манометрами. В подавляющем большинстве случаев данный расчет пластового давления газа дает высокую точность. Однако следует помнить, что он пригоден только для чисто газовых скважин. Наличие конденсата или

значительного количества воды, которые могут скапливаться на забое скважины, исключает применение этого способа.

В газовых скважинах со столбом жидкости на забое пластовое давление определяют по формуле $p_{пл} = p_r + \rho_{жg}(H_{пл} - H_{ст})$, где p_r — давление газа на глубине статического уровня жидкости (рассчитывается по приведенной выше барометрической формуле на основе замера устьевого давления газа); $H_{пл}$ — глубина пласта; $H_{ст}$ — глубина статического уровня жидкости; $\rho_{ж}$ — средняя плотность жидкости в интервале глубин $H_{ст} - H_{пл}$.

В водяных скважинах наряду с замерами глубинным манометром успешно применяют расчетный способ определения пластового давления по формулам соответственно для скважин с уровнем воды и для переливающих скважин с избыточным давлением: $p_{пл} = \rho g(H_{пл} - H_{ст})$ и $p_{пл} = p_y + \rho g H_{пл}$, где ρ — средняя плотность воды в скважине; $H_{пл}$ и $H_{ст}$ — глубина соответственно пласта и статического уровня; p_y — устьевое избыточное давление воды.

Основным условием получения точных результатов, помимо использования надежных данных об истинном статическом уровне, является постоянство минерализации воды по всему стволу скважины. При достигнутом постоянстве минерализации воды по стволу ее средняя плотность может быть принята равной плотности воды в атмосферных условиях, если пластовая температура не превышает 40 °С. В скважинах с более высокой пластовой температурой при определении средней плотности необходимо вводить поправки на влияние температуры и давления. Влияние растворенного в воде газа при обычном газосодержании (до 1 м³/м³) очень невелико и им можно пренебречь.

Природа пластового давления. Аномальное пластовое давление

Пластовое давление в верхней зоне свободного водообмена осадочных бассейнов по своей природе гидростатическое, вызванное весом столба подземных вод высотой от данной точки пласта до отметки области питания и создания напора. Поскольку фактическая область создания напора и плотность вод не всегда известны, было введено понятие об условном гидростатическом давлении, т. е. давлении столба пресной воды плотностью 1000 кг/м³, по высоте равной глубине пласта в данной точке. Учитывая, что плотность подземных вод обычно колеблется в пределах 1000—1200 кг/м³, пластовое давление считают нормальным гидростатическим, если оно отличается от условного гидростатического не более чем в 1,2 раза.

Однако при бурении было доказано наличие пластового давления, существенно отличающегося от условного гидростатического. По величине отношения фактического пластового давления к условному гидростатическому (это отношение названо коэффициентом аномальности давления) были выделены аномально высокое пластовое давление (АВПД) с коэффициентом аномальности более 1,2 и аномально низкое пластовое давление (АНПД) с коэффициентом аномальности менее 1. За верхний предел АВПД обычно принимается геостатическое давление, в 2,3 раза превышающее условное гидростатическое.

Накопленный фактический материал свидетельствует о генетическом единстве потенциальной энергии подземных флюидов — будь то нормальное, аномально высокое или аномально низкое пластовое давление. Многие обычные процессы, протекающие в осадочных породах, приводят к образованию аномальных пластовых давлений, существование которых в этих условиях является вполне естественным, закономерным, а отнюдь не исключительным. В нефтяных и особенно газовых залежах всегда проявляется избыточное давление, даже если на контакте залежи с водой и в водоносной части пласта давление равно нормальному гидростатическому. Избыточное давление обусловлено разностью плотности нефти (газа) и воды и характерно для всех залежей УВ (см. § 1 гл. 5).

Все пласты разделяются по степени их гидравлической сообщаемости с поверхностью. В неизолированных пластах с инфильтрационным режимом и активными источниками питания пластовое давление по своей природе гидростатическое. Однако, в зависимости от соотношения высот области создания напора и земной поверхности в точке опробования, возможны случаи, когда пластовое давление заметно отличается от условного гидростатического. Например, если область питания пласта значительно выше альтитуды устья скважины, то измеренное пластовое давление может характеризоваться коэффициентом аномальности более 1,2, т. е. оно будет квалифицировано как аномально высокое для данной скважины. Напротив, если скважина располагается на возвышенности, а область питания пласта на более низких гипсометрических отметках, то коэффициент аномальности измеренного в скважине пластового давления может быть менее 1, т. е. давление будет рассматриваться как аномально низкое. Такие условия установлены для района Ставропольской возвышенности в Предкавказье, месторождения Амарильо-Панхендл в штате Техас, США.

В случае, когда пластовое давление по своей природе является гидростатическим, но по величине заметно отличается от условного гидростатического, его характеризуют как псевдоаномальное. Эта аномальность давлений только кажущаяся, она возникает вследствие несовершенства понятия об условном гидростатическом давлении и трудности определения истинного гидростатического давления.

Пластовое давление, по своей природе отличающееся от гидростатического, проявляется в подземных резервуарах, изолированных или имеющих затрудненную гидравлическую связь с поверхностью. С физической точки зрения изменение давления в изолированном резервуаре вызывается изменением либо количества флюида, либо объема самого резервуара, к чему приводят многие геологические процессы, обычно протекающие в осадочных породах.

Важнейшее значение имеет надежность пород-флюидоупоров. Наилучшими изолирующими свойствами обладает каменная соль, она полностью непроницаема. Даже при тектонической нарушенности структур каменная соль в силу своей пластичности надежно герметизирует трещины, плоскости нарушений и другие пути возможной миграции флюидов. Изолирующие свойства полупроницаемых микрокапиллярных глинистых пород увеличиваются с возрастанием уплотняющей нагрузки (глубины), мощ-

ности глинистых пачек и относительного количества глин в разрезе. В областях с песчано-глинистым составом пород АВПД встречены на большой глубине, обычно превышающей 1800 м. Для бассейна Мексиканского залива установлено преобладание АВПД в районах, где содержание песчаников не превышает 10—15 %. Для песчано-глинистых пород Западно-Туркменской впадины выявлена прямая связь между содержанием глин в разрезе и степенью превышения пластовым давлением гидростатического. В регионах с соленосными или преимущественно глинистыми отложениями в указанных условиях, когда глины обладают достаточно надежными флюидоупорными свойствами, аномальные пластовые давления распространены очень широко и должны считаться региональным, но никак не локальным явлением.

Общим геологическим процессом, приводящим к образованию осадочных пород, является процесс накопления осадков и последующего их гравитационного уплотнения по мере погружения и перекрытия новыми осадками. Отжатие воды из уплотняющихся глин в породы-коллекторы, сжатые в меньшей степени, приводит к возникновению элизионного режима водонапорных систем. Если отток воды из коллекторов затруднен, то этот процесс приводит к сжатию флюидов под возрастающей геостатической нагрузкой и возникновению АВПД. Отток воды из примыкающих глин в этих условиях также затруднен, процесс уплотнения глин замедляется и в них развивается высокое поровое давление. Теория формирования АВПД в результате уплотнения глин и отжатия из них погребенной, а затем и связанной воды получила широкое признание как среди советских, так и зарубежных геологов и подкреплена большим числом геологических наблюдений, теоретических и экспериментальных исследований. Эта теория положена в основу нескольких методов прогнозирования зон АВПД, которые успешно применяются в процессе бурения глубоких скважин.

Поскольку глины обладают некоторой проницаемостью, то для сохранения АВПД в коллекторах среди глинистых толщ необходим постоянный подток новых порций сжимающейся воды, что обеспечивается достаточно большой скоростью осадконакопления. Типичные области проявления АВПД в песчано-глинистых толщах, такие, как Южно-Каспийская впадина, Западно-Кубанский прогиб или бассейн Мексиканского залива в США, характеризуются исключительно высокой скоростью отложения осадков мезозоя — кайнозоя, достигающей 50—150 м за 1 млн. лет.

Одновременно с погружением и уплотнением осадков увеличивается пластовая температура в соответствии с величиной геотермического градиента. Под влиянием повышения температуры происходит постепенное расширение пластовых флюидов и в меньшей степени — расширение минеральных зерен скелета породы-коллектора. Процессы термического расширения флюидов и пород в условиях затрудненного водообмена неизбежно приводят к увеличению пластового давления флюидов, к возникновению АВПД.

Характерными примерами влияния температурных условий разреза отложений на формирование аномальных пластовых давлений являются районы развития многолетней мерзлоты. Здесь в условиях низкой пла-

стовой температуры во многих случаях встречены АНПД с коэффициентом аномальности вплоть до 0,5 и статические уровни подземных вод установлены на отметках значительно ниже уровня Мирового океана. АНПД регионально распространены на сравнительно небольших глубинах в подмерзлотных породах севера Тимано-Печорского и Западно-Сибирского бассейнов, в Якутии, Канаде и Аляске.

Одновременно под влиянием погружения и повышения температуры в породах происходят катагенетические преобразования, многие из которых влияют на состояние пластового давления. В глинистых отложениях во многих регионах с глубиной происходят заметные преобразования глинистых минералов, в частности монтмориллонит переходит в иллит. При этом процессе освобождается межслоевая вода, ранее входившая в состав монтмориллонита, объем которой достигает 14 % от объема минерала. Эта вода, попадая в коллекторские пласты, способствует развитию и сохранению элизионного водонапорного режима, а при затрудненном оттоке приводит к увеличению пластового давления.

В регионах развития соленосных толщ, являющихся наилучшими флюидоупорами, в породах-коллекторах также широко распространено аномальное давление и прежде всего АВПД. Пласты с АВПД среди соленосных пород часто залегают на небольшой глубине и, возможно, в древних, вплоть до кембрийских, отложениях, в то время как в песчано-глинистых толщах АВПД обычно встречаются на глубинах более 1800 м в породах кайнозойского и реже мезозойского возраста. Проявления АВПД в соленосных толщах регионально развиты на юго-востоке Русской плиты (пермь), в Амударьинской впадине (мезозой), Иркутском амфитеатре (кембрий), Северной Сахаре (триас — кембрий), Северо-Германском бассейне (пермь) и многих других регионах.

Под толщами соли большой мощности и широкого площадного распространения сохраняются рыхлые, малоуплотненные породы с высоким давлением, поскольку насыщающие их флюиды лишены путей разгрузки. Среди соленосных пород часто развиты пласты трещиноватых ангидритов. Их образование связывают с катагенетическим превращением гипса в ангидрит и воду, причем объем освобождающейся воды достигает 40 % от первоначального объема породы. Термодинамические условия, необходимые для протекания этой реакции, создаются уже на небольших глубинах. Видимо, именно этим процессом объясняется образование АВПД в трещиноватых ангидритовых пластах среди каменной соли на глубинах от 400 м в кунгурских отложениях юго-востока Русской плиты, в триасовых хемогенных осадках Северной Сахары, в юрских породах внешней части бассейна Мексиканского залива, а также в целом ряде других районов.

Следует также отметить, что подземные воды соленосных толщ обычно обладают предельно высокой минерализацией, достигающей 400—700 г/л. Из таких насыщенных рассолов при относительно небольших изменениях термобарических условий происходит осаждение каменной соли, что приводит к сокращению порового объема коллекторской породы и повышению давления флюидов. Этот процесс хорошо изучен на примере кембрийских пород Иркутского амфитеатра.

Описанные условия возникновения АВПД в результате проявления общих региональных геологических процессов накопления и погружения осадков, их уплотнения и повышения пластовой температуры, катагенетических преобразований пород-флюидоупоров и пород-коллекторов применимы для объяснения природы аномальных давлений в большинстве случаев. Возможные отступления вызваны главным образом различной степенью сообщаемости подземных резервуаров с поверхностной зоной свободного водообмена.

Основываясь на фактах наличия АВПД во многих тектонических нарушенных структурах альпийских складчатых зон, некоторые исследователи придают решающее значение в образовании АВПД тектогенезу, в особенности неотектоническим движениям. Эти представления затруднительно применить к случаям проявления аномальных давлений в малодислоцированных районах, в частности в платформенных условиях.

Большое внимание при объяснении природы АВПД уделяется осмотическим явлениям, поскольку глинистые породы, как доказано лабораторными исследованиями, могут играть роль полупроницаемых мембран. Если глинистый пласт разделяет два пласта коллектора с водой различной минерализации, то давление в пласте с большей минерализацией должно расти вследствие поступления молекул воды из пласта с менее минерализованной водой через глинистую мембрану. Действительно, в некоторых районах установлено, что пласты с АВПД содержат более минерализованную воду по сравнению с соседними пластами. Однако в еще большем числе случаев пласты с АВПД отличаются пониженной минерализацией вод, что противоречит закономерностям процессов осмоса.

Часть исследователей решающую роль в образовании АВПД отводят поступлению высоконапорных флюидов из глубоких (или даже глубинных) горизонтов. Обычно в подобных гипотезах нет указаний на конкретный источник высоконапорных флюидов и не указываются причины возникновения АВПД в самом источнике, если он предполагается в осадочной толще. Сторонники данной точки зрения связывают источник флюидов с магматическими породами или с подкоровыми глубинами Земли.

Среди зарубежных исследователей определенной поддержкой пользуется гипотеза унаследованных (фоссилизированных) давлений. Предполагается, что в прошлые геологические эпохи пласт имел нормальное гидростатическое давление, соответствующее глубине залегания. Впоследствии он был поднят или опущен на новую глубину в условиях полной герметизации и сохранил первоначальное давление. Эта гипотетическая схема обычно далека от реальной геологической обстановки развития конкретных районов и не учитывает обязательной релаксации унаследованного давления.

В ряде работ причиной АВПД считаются реакции преобразования OV пород с выделением газов и превращения высокомолекулярных UV в легкие. Эти реакции обычно интенсифицируются при повышении температуры и приводят к увеличению объема конечных продуктов, что в условиях достаточно хорошей изоляции пластов должно вызвать повышение давления. Наличие АВПД в водоносных пластах без залежей нефти и газа не позволяет считать этот механизм универсальным.

Высказан также ряд предположений о происхождении аномальных давлений в уникальных геологических условиях. Например, возникновение АВПД связывается: с весом сопочной брекчии (в пластах, примыкающих к жерлу грязевых вулканов); с влиянием магматического тепла, под воздействием которого генерируются метан, углекислый газ, сероводород и преобразуется минеральный состав осадочных пород (в случае наличия интрузий магматических пород); с катагенетическими преобразованиями пепла, в результате которых образуются глинистые минералы, метан и углекислый газ (в областях распространения вулканического пепла); с землетрясениями, с морскими приливами и другими природными явлениями.

Из изложенного следует, что для подземных резервуаров, изолированных или имеющих затрудненную гидравлическую сообщаемость с поверхностной зоной свободного водообмена, развитие пластовых давлений, отличающихся от гидростатических — явление обычное, нормальное, а не исключительное, аномальное. К нему приводят многие самые обычные геологические процессы, протекающие в ходе литогенеза при отложении осадков, их погружении, уплотнении, преобразовании в осадочные породы и последующей геологической истории этих пород.

Методы изучения движения подземных вод

Для фильтрационного движения подземных вод необходимо: наличие движущей силы фильтрации и непрерывность проницаемости водоносного пласта на пути движения. Барьеры проницаемости (образующиеся вследствие фациальных изменений пород, наличия непроницаемых тектонических экранов, залежей УВ, перекрывающих живое сечение пласта-коллектора, и т. д.) затрудняют фильтрацию, ограничивая ее частично или полностью, уменьшая скорость или заставляя изменять направление фильтрационного потока для огибания этих барьеров.

Путем анализа статических уровней, пластового давления и распределения плотности подземных вод определяют только наличие фильтрационных сил, т. е. только возможность движения вод, но не существование самого движения. Лишь установив на основе других данных распределение проницаемости пород и наличие или отсутствие барьеров проницаемости, можно решить, происходит ли действительно фильтрация. В этом заключается основное ограничение всех рассматриваемых ниже методов изучения гидродинамической обстановки на основе данных о пластовом давлении и плотности.

Сила \bar{F} , вызывающая движение единичного объема жидкости, складывается из равнодействующей сил давления смежных объемов — $\text{grad } p$ и из силы веса жидкости внутри выделенного объема $\bar{\rho}g$. Однако общее выражение вектора силы в виде $\bar{F} = -\text{grad } p + \bar{\rho}g$ для практических целей не всегда удобно, поэтому чаще используют скалярную функцию — силовой потенциал, градиент которой был бы равен силе \bar{F} . По значениям потенциалов в каждой из точек опробования составляют карту потенциометрической поверхности в изолиниях, по которой вычисляют градиент —

движущую силу. Сила направлена перпендикулярно к изолиниям, а по величине равна отношению разности потенциалов двух точек по этому направлению к расстоянию между точками.

В случае постоянства плотности во всем изучаемом объеме М. Хабберт в 1940 г. предложил рассматривать потенциал жидкости как потенциальную энергию единицы массы жидкости, равную работе, необходимой для перемещения «капли» жидкости единичной массы от высотного положения на некоторой произвольно выбранной горизонтальной плоскости сравнения до положения в рассматриваемой точке (без учета трения). Если пренебречь очень малым изменением кинетической энергии, то потенциал Φ определяется как сумма изменения потенциальной энергии положения единицы

массы жидкости в гравитационном поле и работы для изменения ее давления и вычисляется по формуле $\Phi = g(Z - Z_0) + (p - p_0)/\rho$, где Z , Z_0 — вертикальные координаты данной точки и горизонтальной плоскости сравнения; p , p_0 — давление в данной точке и на плоскости сравнения; ρ — плотность жидкости; g — ускорение свободного падения.

Если проводить плоскость сравнения по уровню моря, т. е. принять $Z_0 = 0$ и $p_0 = 0$ (атмосферное давление), то расчетная формула примет вид $\Phi = gZ + p/\rho$.

В условиях постоянства плотности подземных вод также совершенно правомерно использовать в качестве потенциалов абсолютные отметки статических уровней подземных вод. Поверхность, образованная точками, до которых поднимается напорная вода в скважинах, называется пьезометрической поверхностью. Свободная поверхность безнапорных грунтовых вод называется зеркалом грунтовых вод. Движение воды постоянной плотности происходит только при наличии уклона пьезометрической поверхности или зеркала грунтовых вод, а горизонтальность этих поверхностей (т. е. равенство отметок статических уровней) свидетельствует о гидростатических условиях.

Положение пьезометрической поверхности обычно определяют по фактическим замерам глубин статических уровней воды в скважинах и колодцах, вскрывающих данный водоносный горизонт. Для глубоких горизонтов часто применяют расчет на основе замеров пластового давления, заменяя давление высотой столба воды постоянной плотности на основе приведенного выше уравнения $p = \rho gh$. В этом случае формула для расчета отметок статического уровня имеет вид (вывод формулы ясен из

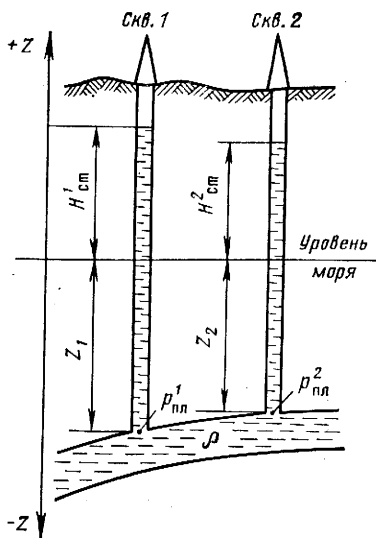


Рис. 7.2. Расчет отметок статических уровней воды по данным о пластовом давлении

рис. 7.2): $H_{ст} = Z + p_{пл}/\rho g$, где Z — абсолютная отметка (с соответствующим знаком) точки замера давления.

При непостоянной плотности подземных вод, когда на распределение пластового давления (напора) оказывает влияние не только сила фильтрации, но и неравномерность плотности воды, приходится прибегать к другим, более сложным приемам.

Для случая, когда плотность подземных вод изменяется только по вертикали, а в любой горизонтальной плоскости сохраняется постоянной, фильтрационная сила определяется путем сравнения приведенных давлений (приведенных напоров). Использовать приведенное давление как гидродинамический параметр было предложено А. И. Силиным-Бекчуриным в 1941 г. Величина $p_{пр}$ определяется по формуле $p_{пр} = p + \int_{Z_0}^Z \rho g(Z) dZ$, где $\rho(Z)$ — изменяющаяся по вертикали плотность воды. Выбор отметки плоскости сравнения Z_0 произволен в пределах области, где плотность воды не изменяется в горизонтальном направлении. Это объясняется тем, что величина Z_0 влияет одинаково на величину $p_{пр}$ всех точек, но не отражается на перепаде приведенных давлений $\Delta p_{пр}$ между точками, тогда как с гидродинамической точки зрения значим именно их перепад. Интеграл в правой части формулы — это давление столба воды высотой $Z - Z_0$, плотность в котором распределена по закону $\rho = \rho(Z)$. Если ρ непостоянна, то разница между приведенными давлениями в разных точках будет связана одновременно и с движением флюида, и с различием веса этого столба, т. е. приведенное давление уже не будет иметь чисто гидродинамический смысл.

Если плотность изменяется с глубиной по линейному закону, т. е. при $\rho = \rho_0 + aZ$, то после выполнения интегрирования получаем формулу А. И. Силина-Бекчурина $p_{пр} = p + \frac{g(\rho + \rho_0)}{2}(Z - Z_0)$, которая наиболее часто применяется при изучении региональной динамики подземных вод.

Сравнение приведенных давлений и вычисление их перепадов обычно производится по карте приведенных давлений. Кроме того, предложены способы сравнения приведенных давлений без построения карты последовательно по парам скважин И. К. Зерчаниновым и С. С. Бондаренко или по тройкам скважин Ю. П. Гаттенбергером и Л. В. Боровским. При этом в первом случае приведенные напоры рассчитываются по формуле А. И. Силина-Бекчурина, а во втором — по формуле, учитывающей нелинейность изменения плотности воды с глубиной в интервале глубин каждой тройки скважин.

Нетрудно показать, что если плотность воды постоянна и плоскость отсчета принята по уровню моря ($Z_0 = 0$), то выражение для приведенного давления и формула для нахождения потенциалов по М. Хабберту, т. е. $p_{пр} = p + \int_{Z_0}^Z \rho g(Z) dZ$ и $\Phi = gZ + p/\rho$, становятся идентичными, и в этом случае $p = \Phi \rho$.

Если плотность подземных вод изменяется по вертикали и по гори-

зонти, то потенциала силы фильтрации не существует, и для изучения возможного движения подземных вод, строго говоря, нельзя использовать ни потенциалы по М. Хабберту, ни статические уровни, ни приведенные давления. В этих условиях приходится прибегать к непосредственному вычислению вектора фильтрационной силы и его проекций на оси координат, предложенному А. Е. Гуревичем, Л. Н. Капченко, Н. М. Кругликовым в 1972 г. Расчет производится последовательно для некоторых ограниченных объемов пласта с известными значениями пластового давления и плотности воды в четырех точках. Постепенно «перебирая» элементарные объемы, осуществляют расчеты для всей области фильтрации.

Словая характеристика движения получается усредненной для каждого элементарного объема, лежащего между четырьмя точками. На карте в центрах этих объемов изображают стрелкой направление горизонтальной составляющей силы фильтрации. Длину стрелок делают пропорциональной величине силы, направленность потока вверх или вниз от горизонтальной плоскости обозначают на карте знаками плюс или минус. Для облегчения расчетов составлена программа для ЭВМ на языке «Фортран». Программой предусмотрен перфокартный ввод исходных данных о координатах, давлении и плотности воды, алгоритм выбора точек для расчетов и вывод на печать полученных результатов [22].

Практическая возможность получить объективную информацию о движении подземных вод на основе анализа статических уровней, потенциалов по М. Хабберту или приведенных давлений существует лишь тогда, когда перепад статических уровней, разность потенциалов или перепад приведенных давлений больше суммарной погрешности их расчета. Последняя определяется погрешностями расчета давления, плотности и степенью отклонения фактического распределения плотности от необходимого теоретического постоянства плотности (анализ по М. Хабберту) или изменчивости ее только по вертикали (для расчета приведенных давлений).

Погрешность определения плотности обычно наименее значима, хотя неучет влияния температуры и давления в условиях глубоких горизонтов на величину плотности воды может вызвать значительные ошибки. Погрешность определения плотности $\delta\rho$ может привести к искажению статических уровней на величину $(\delta\rho/\rho)\Delta Z$ и к искажению приведенных давлений на величину $\delta\rho g\Delta Z$, где ΔZ — разность между максимальной и минимальной абсолютными глубинами точек опробования.

Погрешность определения пластового давления манометром зависит от класса его точности, для серийных глубинных приборов она обычно составляет 1 % от измеряемого давления. Однако ошибки при определении пластового давления могут достигать больших величин, особенно вследствие недостаточного времени остановки скважин после освоения. При величине $\delta\rho_{пл}$ происходит искажение перепада статических уровней на $2\delta\rho_{пл}/\rho Z$ и приведенных давлений на $2\delta\rho_{пл}$.

Погрешности, обусловленные несоответствием фактического распределения плотности теоретически необходимому, обычно являются самыми значимыми и они по существу определяют правомерность использования того или иного метода.

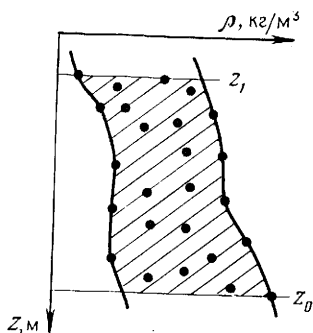


Рис. 7.3. Зависимость плотности воды от глубины (Z — абсолютная отметка точки замера)

ской плотности воды по горизонтали (впервые была установлена А. Е. Гуревичем в 1972 г. и обозначена им как $\text{indef } \rho$), можно определить следующим образом. По фактическим данным строят график распределения плотности по абсолютной глубине, затем проводят кривые, ограничивающие облако точек справа и слева, и горизонтальные линии, соответствующие отметкам самой глубокой и самой мелкой точек опробования (рис. 7.3). Интеграл в правой части формулы приведенного давления есть не что иное, как площадь, заключенная между осью Z , прямыми Z_1 и Z_0 и кривой $\rho = \rho(Z)$. Поскольку через облако точек можно провести бесчисленное множество кривых, им будет соответствовать множество интегралов, заключенных между интегралами для крайних левой и правой кривых. Расстояние между ними является мерой неопределенности интеграла. Ошибка расчета приведенного давления будет равна площади, занятой на графике облаком точек, ее определяют непосредственно по графику.

Таким образом, метод приведенных давлений можно применять, если соблюдается неравенство $\Delta p_{\text{пр}} > \delta \rho g \Delta Z + 2 \delta p_{\text{пл}} + \delta p_{\text{пр}}$. Если это неравенство и неравенство метода статических уровней не выполняются, то методы приведенных давлений и статических уровней не могут дать объективной информации о возможном движении подземных вод.

Наклон поверхности контактов залежей нефти и газа с водой. Анализ формы поверхности ВНК (ГВК) залежей в ряде случаев дает важную информацию о динамике подземных вод, омывающих эти залежи. Величина вертикального смещения контакта залежи Δh связана с перепадом приведенного давления воды по краям залежи по формуле В. П. Савченко (1952 г.) $\Delta h = \Delta p_{\text{пр}} / g (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}})$, откуда градиент приведенного давления $\Delta p / \Delta L = g (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}) \Delta h / \Delta L = g (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}) \text{tg } \alpha$, где ΔL — ширина залежи по направлению смещения; α — угол наклона контакта; $\rho_{\text{в}}$, $\rho_{\text{н}}$ — плотность соответственно воды и нефти.

Подобный способ изучения динамики подземных вод пригоден только для залежей, имеющих свободную гидравлическую связь с водоносной зоной пласта, т. е. незапечатанных в подошве в результате вторичного минералообразования или образования асфальто-смолистых компонентов.

Для метода статических уровней (и потенциалов по М. Хабберту) такая ошибка определяется выражением $\delta H = (\Delta \rho / \rho) \Delta Z$, где $\Delta \rho$ — разность между максимальной и минимальной плотностью.

Таким образом, величины статических уровней можно использовать для выяснения динамики подземных вод, если соблюдается неравенство $\Delta H > (\delta \rho / \rho) \Delta Z + (2 \delta p_{\text{пл}}) / \rho g + (\Delta \rho / \rho) \Delta Z$, где ΔH — максимальный перепад статических уровней. В случае, если это неравенство не соблюдается, необходимо оценить возможность применения метода приведенных давлений. Ошибку расчета приведенных давлений, возникающую из-за изменчивости фактиче-

Кроме того, необходимо учитывать влияние капиллярных сил. В реальных разнородных породах диаметр поровых каналов меняется и вследствие различия в них капиллярного давления раздел нефть — вода в них устанавливается на разных уровнях: в крупных ниже, чем в тонких. Возникает так называемая переходная зона нефть — вода. Если на всей площади контакта поры имеют одинаковый размер, то толщина переходной зоны будет постоянной.

При отсутствии движения подземных вод поверхности равного нефтенасыщения, в том числе поверхность ВНК, за которую можно принять одну из поверхностей равного нефтенасыщения (например, поверхность критического нефтенасыщения, при котором фазовая проницаемость для нефти превышает нуль), будут горизонтальными. Если же в силу литолого-фациальных изменений пород их порометрическая характеристика меняется по площади, то изменяется толщина переходной зоны и поверхность ВНК не будет горизонтальной. На участках мелкозернистых малопроницаемых пород ВНК будет располагаться выше, чем на участках крупнозернистых высокопроницаемых пород. Для песчано-алевритовых пород различие отметок ВНК за счет различия порометрической характеристики может достигать 5—8 м. Обычно в природных условиях вследствие этого фактора возникает незакономерная локальная гофрировка поверхности ВНК, которую можно установить только по материалам эксплуатационного бурения. Лишь при закономерных однонаправленных изменениях свойств коллекторов по площади залежи капиллярные силы могут привести к закономерному наклону поверхности ВНК, который можно ошибочно принять за наклон под влиянием перепада давлений в водоносном пласте.

Таким образом, хотя в регионах с установленными залежами УВ анализ формы поверхности их контактов с водой может дать ценные сведения о динамике подземных вод, при этом необходимо проявлять известную осторожность, учитывая, что на форму контактной поверхности могут влиять многие факторы, совершенно не связанные с движением подземных вод.

Форма ореолов рассеяния УВ вокруг залежей нефти и газа. Оценка движения вод по форме ореолов диффузионного рассеяния УВ вокруг залежей базируется на так называемом лобовом и тыловом эффекте (В. П. Савченко, Г. И. Яковлев, Е. В. Стадник и др., 1965 г.). Залежи нефти и газа, представляющие сконцентрированные скопления УВ, являются областями максимальной их упругости, от которых переход к областям с фоновыми значениями упругостей в водонасыщенной среде происходит постепенно, через ореол диффузионного рассеяния УВ.

Процессы химического и биохимического взаимодействия УВ с подземными водами приводят в определенных условиях к обогащению вод сероводородом, диоксидом углерода, биохимическим азотом, аммонием и к обеднению сульфатами. Соотношение концентраций гелия в зоне влияния залежи и за ее пределами зависит от соотношения его упругости в залежи и в водонасыщенной среде. Концентрация аргона в зоне влияния залежи, как правило, понижается по сравнению с фоновой. Ширина ореола рассеяния УВ вокруг залежи зависит от многих причин: разности

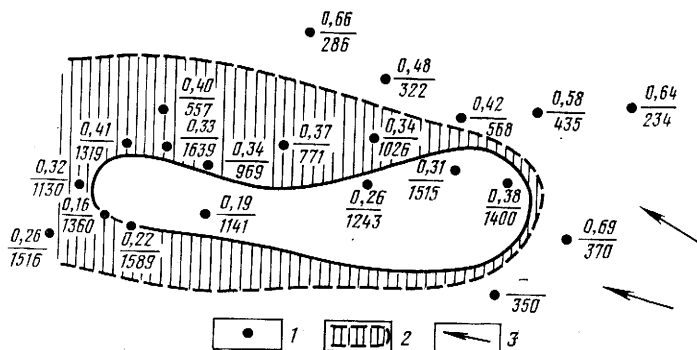


Рис. 7.4. Схема изменения содержания УВ и гелия в водах горизонта XIII месторождения Газли. По В. П. Савченко, Е. В. Стаднику и Ю. И. Яковлеву.

1 — исследованные скважины (над чертой — содержание УВ в водорастворенном газе, см³/л); 2 — зона с повышенным содержанием УВ (СН₄+ТУ > 500 см³/л) и пониженным содержанием гелия (He < 0,5 см³/л); 3 — региональное направление движения вод

упругостей отдельных компонентов в залежи и в воде, интенсивности жизнедеятельности микроорганизмов, литологии коллектора, диффузионных свойств компонентов и др. В условиях движения подземных вод происходит смещение ореоловой зоны — ее ширина навстречу региональному потоку вод (в лобовой части залежи) сокращается и, напротив, увеличивается в виде шлейфа вниз по потоку воды (в тыловой части залежи).

Таким образом, тыловой и лобовой эффект в общем случае проявляется: в увеличении содержания метана, тяжелых УВ, кислых газов и соответственно их парциальных газосодержания и упругости; в повышении количества в водах бензола, толуола и других УВ, фенолов, органических кислот, аммония; в уменьшении сульфатности пластовых вод в тыловой части залежи по сравнению с лобовой частью на одном и том же расстоянии от сравниваемых точек в водоносной зоне до контура залежи. Наиболее точно лобовой и тыловой эффект устанавливается по газовым компонентам подземных вод (рис. 7.4). Контрастность лобового и тылового эффекта при прочих равных условиях тем больше, чем больше скорость движения подземных вод. Наилучшие условия для сохранения тылового шлейфа будут у залежей с внутренними контурами, которые полностью перекрывают живое сечение пластов и становятся местными экранами для потока вод. В тыловой части таких залежей создаются застойные условия, способствующие сохранению вод, обогащенных продуктами взаимодействия их с залежами.

Обнаружение тылового и лобового эффекта залежей УВ указывает на наличие движения подземных вод и дает возможность определить направление этого движения в данном пласте. Осложняющими обстоятельствами могут явиться различия диффузионной проницаемости коллектора в разных частях законтурной области вследствие неоднородности пласта,

влияние путей струйной миграции УВ и остаточной нефтенасыщенности при структурных преобразованиях залежей, а также другие факторы.

Региональная гидрогазохимическая зональность — косвенный показатель динамики подземных вод. Для водоносных комплексов с инфильтрационным режимом закономерное изменение минерализации, химического состава вод, газосодержания и состава водорастворенных газов от областей питания к областям стока и разгрузки уже давно и с успехом применяют для выяснения общего направления стока подземных вод. Как правило, в областях питания преобладают инфильтрогенные воды минимальной минерализации (практически пресные), сульфатно-натриевого или гидрокарбонатно-натриевого типов с очень малым газосодержанием, причем в составе водорастворенного типа доминируют воздушные компоненты — азот, углекислый газ и кислород. По мере удаления от областей питания и погружения водоносных комплексов состав вод и водорастворенных газов закономерно меняется: увеличивается минерализация, исчезают воды сульфатно-натриевого типа, появляются воды хлоридно-кальциевого типа, возрастает газосодержание и упругость растворенных газов, исчезает кислород и заметную роль начинает играть метан.

Если фронт проникновения инфильтрогенных вод достаточно четкий и есть возможность оценить продолжительность этого проникновения, то можно приближенно судить и о скорости движения вод. Обычно же закономерности изменения гидрогазохимического состава вод позволяют делать только качественные заключения о направлении их движения.

Использование метода региональной гидрогазохимической зональности для суждения о динамике подземных вод возможно только при инфильтрационном режиме водоносных комплексов. Для элизионных водонапорных систем его применение требует специального обоснования и до настоящего времени не практиковалось.

Изучение вертикального движения подземных вод. Для суждения о возможности вертикального (межпластового) движения подземных вод используют материалы о пластовом давлении и плотности вод в смежных пластах в данном вертикальном сечении и сведения о гидрогазохимических особенностях этих пластов.

Энергетическим условием существования вертикального движения воды из пласта в пласт является разность приведенных давлений в этих пластах. Если приведенное давление верхнего пласта больше приведенного давления в нижнем пласте, то возможен вертикальный переток сверху вниз. Если соотношение приведенных давлений обратное, то возможен только переток снизу вверх. Таким образом, условием нисходящего перетока является неравенство $p_1 + g\rho_1\Delta Z > p_2$, а условием восходящего перетока — неравенство $p_1 + g\rho_2\Delta Z < p_2$, где p_1 , p_2 и ρ_1 , ρ_2 — пластовое давление и плотность воды соответственно верхнего и нижнего пласта; ΔZ — разность отметок нижнего и верхнего пласта.

Если плотность пластовых вод одинакова, то для суждения о возможном вертикальном движении вод достаточно сравнения отметок статических уровней.

Хотя наличие разности приведенных давлений между пластами и необходимо для осуществления вертикального движения воды, однако оно

еще не служит свидетельством реального существования вертикального движения. Для доказательства привлекаются другие материалы, особенно по химическому составу вод смежных пластов. Если состав вод этих пластов на большей части площади бассейна различен, то локальное появление в одном из пластов вод, характерных для второго пласта, или вод смешения с большой долей вероятности можно объяснить перетоком из второго пласта. В случае восходящих перетоков зоны гидрохимических аномалий сопровождаются обычно и положительными геотермическими аномалиями.

На практике межпластовые вертикальные перетоки подземных вод чаще всего выявляются по гидрохимическим аномалиям. Однако следует учитывать, что наличие аномалий может быть связано с древними перетоками, не существующими на современном этапе.

§ 3. Гидрохимия нефтегазоносных бассейнов

Виды воды в породах, структура воды и водных растворов

Вода, содержащаяся в порах, пустотах и трещинах пород, существует в различных состояниях: жидком, твердом и газообразном. Жидкая вода подразделяется на свободную и связанную. Свободная вода, в свою очередь, включает капиллярную и гравитационную. Капиллярная вода находится под влиянием силы тяжести и сил поверхностного натяжения, гравитационная — перемещается под действием сил тяжести.

В настоящее время к свободной воде относят также сорбционно-замкнутую воду, изолированную от основной массы насыщающей породу воды, слоями связанной или стыковой воды (А. А. Карцев, 1972 г.).

К связанной относят физически и химически связанную воду. Физически связанная вода подчиняется влиянию сил адсорбции (прочносвязанная), лиосорбции (рыхлосвязанная), менисковым и осмотическим силам (вода микрокапилляров, стыковая вода) (рис. 7.5). Рыхлосвязанная вода, образующая пленку на стенках пустот, передвигается в жидком виде в пределах пленки, в направлении меньшей ее концентрации и не передает гидростатического давления. Прочносвязанная, или адсорбированная, вода удерживается на зернах пород с силой до 1100 МПа и также не передает гидростатического давления, удаляется и передвигается только в парообразном состоянии, не замерзает даже при температуре ниже -78°C .

Химически связанная вода входит в состав минералов. Различают кристаллогидратную (цеолитную и кристаллизационную) и конституционную, или гидроксидную, воду. Количество цеолитной воды в минералах непостоянно. К этому виду воды относят также межпакетную (межплоскостную) воду глинистых минералов (составляющую в монтмориллонитах до 14 %). Кристаллизационная и конституционная воды входят в состав кристаллической решетки минералов. Кристаллизационная вода удаляется без полного разрушения минерала, переходящего лишь в другую форму (гипс — ангидрит, монтмориллонит — иллит), в то время как удаление конституционной воды, происходящее при высокой температуре (450—

500 °С), влечет за собой полное разрушение минерала. В глинах количество связанной воды достигает 14 %, в песках 3 %.

Вода пропитывает все породы — как водопроницаемые, так и водоупорные, например глины, в которых массовое содержание воды может превышать 40 %. В процессе уплотнения глин происходит отжатие физически связанной и межпакетной (межплоскостной) вод в пласты более проницаемых пород; вначале отжимаются свободные воды, затем связанные, переходящие при этом в свободное состояние.

По А. А. Карцеву и А. М. Блоху, вода, содержащаяся в микропорах глинистых пород, имеет не тетраструктуру (как свободная вода), а состоит из мелких ассоциатов с более сильной водородной связью между молекулами, которая влечет за собой усиление протон-донорных свойств воды, т. е. увеличение ее способности к растворению компонентов, часто весьма значительное (на несколько порядков). Переход таких вод в свободное состояние должен повлечь за собой уменьшение растворяющей способности воды и высаливание растворенных компонентов.

Изучению структуры жидкой воды посвящено большое количество работ, созданы различные ее модели. По наиболее признанной модели О. Я. Самойлова и близкой к ней модели Л. Холла жидкая вода содержит два типа молекул: одни образуют льдоподобную тетраэдрическую решетку, другие не входят в решетку, а располагаются в полостях внутри каркаса. Молекулы, связанные нететраэдрическими Н-связями с молекулами каркаса, обуславливают повышенную плотность воды при более высокой температуре (Ф. А. Летников, Т. В. Кащеева, А. Ш. Минцис и др., 1976 г.). Жидкая вода сохраняет такую структуру даже при 100 °С. По данным Г. Хегиса, опубликованным в 1954 г., полное разрушение Н-связей и переход молекул воды в мономерное состояние происходит лишь при 370 °С. Однако увеличение давления ведет к ассоциации молекул парообразной воды, соединенных Н-связями (даже парообразных), т. е. вода может в определенных условиях остаться в состоянии, соответствующем жидкой фазе даже при очень высокой температуре (650 °С и выше). При плавлении льда часть молекул из каркаса поступает в пустоты, и плотность воды увеличивается.

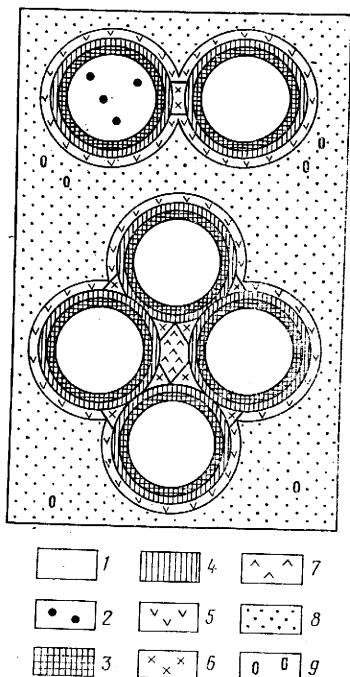


Рис. 7.5. Виды воды в породах. По А. А. Карцеву

1 — минеральные частицы пород; 2 — минералы с включениями воды; 3 — адсорбированная; 4 — физсорбированная; 5 — капиллярная; 6 — стыковая (вендулярная); 7 — сорбционно-замкнутая; 8 — свободная гравитационная; 9 — парообразование в свободной воде

Структура водных растворов зависит от структуры воды (растворителя) и структуры растворенного вещества. При растворении ионы гидратируются. Различают положительную и отрицательную гидратацию. В первом случае, по О. Я. Самойлову, ионы ослабляют трансляционное движение ближайших молекул воды (Fe^{3+} , Al^{3+} , F^{2+} , Mg^{2+} , Li^+ , CO_3^{2-} , HCO_3^- , Ca^{2+} , Na^+ , SO_4^{2-}), во втором — усиливают его (K^+ , P^{1+} , Cs^+ , Cl^- , Br^- , J^- , NO_3^-). Положительная гидратация означает усиление H^+ -связей в растворе, т. е. упорядочение структуры, отрицательная — их ослабление, т. е. разрыхление, разупорядочивание структуры воды вблизи ионов (А. В. Карякин, А. В. Петров, Ю. Б. Герлит, М. Е. Зубрилина, 1966 г.). В работе Диен Нгок Ань, А. Н. Жуковского, А. И. Сидоровой, опубликованной в 1972 г., показано, что хлориды щелочных металлов мало изменяют структуру чистой воды, тогда как растворы с ионами CO_3^{2-} и SO_4^{2-} , растворы MgCl_2 и NiCl_2 имеют нарушенную структуру.

Молекулы неэлектролита заполняют пустоты тетраэдрической структуры воды, что ведет до определенной их концентрации к ее упрочнению, стабилизации, к понижению структурной температуры (как в случае положительно гидратирующихся частиц). Большие концентрации неэлектролитов разупорядочивают структуру воды (как при отрицательной гидратации). В первом случае неэлектролиты мешают повышению концентрации таких ионов, как кальций и магний, во втором, напротив, способствуют их концентрации.

Растворимость жидких и газообразных неэлектролитов падает при появлении в воде заряженных ионов, что приводит к их высаливанию и создает возможность образования их скоплений.

Физические свойства подземных вод

Содержание в водах нефтяных месторождений различных минеральных, органических и газовых компонентов находит отражение в особенностях физических свойств этих вод: поверхностного натяжения, межфазового натяжения, показателя преломления, плотности и вязкости вод.

В общем случае поверхностное натяжение вод и щелочных и жестких резко падает (в 3—7 раз) по мере увеличения времени их контакта с нефтью. Межфазовое натяжение на границе с нефтью наименьшее у щелочных вод ($4,4 \cdot 10^{-5}$ Н/см) по сравнению с жесткими пластовыми ($22,6 \cdot 10^{-5}$ Н/см), с морской водой, растворами хлористого натрия и дистиллированной водой ($34 \cdot 10^{-5}$ Н/см). Вязкость вод уменьшается с ростом температуры (в 2—3 раза) и повышается с увеличением плотности вод и содержания в них хлоридов кальция и магния. Плотность и вязкость вод снижаются при повышении температуры и переходе от жестких вод к щелочным. С ростом давления, т. е. с глубиной, вязкость и плотность вод обычно увеличиваются (табл. 7.1).

Весьма большое значение, в особенности при миграции и аккумуляции нефти, имеет растворяющая способность подземных вод по отношению к нефти и компонентам ее состава. Данные о растворимости УВ в воде в зависимости от температуры и давления приведены в § 2 гл. 3.

Плотность и вязкость пластовых вод при различных температуре и давлении
(В. И. Сергеевич, Т. П. Жузе, 1956 г.)

Место отбора пробы (возраст)	Тип воды	20 °С	40 °С	60 °С
Плотность (г/см ³) при давлении 10, 30 и 50 МПа				
Туймазы, скв. 178 (де-вон)	ХК *	1,1902; 1,1971; 1,2043	1,1808; 1,0888; 1,1967	1,1711; 1,1810; 1,1900
Яблоновый Овраг (нижний карбон)	ХК	1,0715; 1,1785; 1,1849	1,1628; 1,1720; 1,1812	1,1518; 1,1586; 1,1654
Кала (ПК)	ГКН	1,0185; 1,0274; 1,0366	1,0136; 1,0219; 1,0301	Не определялась
Вязкость (МПа·с) при давлении 10, 30 и 50 МПа				
Туймазы, скв. 406 (де-вон)	ХК	1,68; 1,70; 1,74	1,16; 1,18; Не опр.	0,86; 0,88; 0,89
Яблоновый Овраг (нижний карбон)	ХК	1,69; 1,72; 1,76	1,13; 1,14; 1,16	0,80; 0,81; 0,83
Кала (ПК)	ГКН	1,05; 1,05; 1,05	0,68; 0,68; 0,69	Не определялась

* ХК — хлоридно-кальциевый, ГКН — гидрокарбонатно-натриевый.

Характеристика водорастворенных битумоидов
(по А. Э. Конторовичу, 1975 г.)

Объект исследования	Общее содержание в водах, мг/л	ХБА (ИББ)	Элементный состав, %			
			С	Н	S	O+N
Юрский комплекс, фоновые значения	9—30	2—17	55—79	9,5—12	0,75—2,0	8—33
Юрский комплекс, законтурные воды (Западное Назино)	340	21,7	85,56	13,14	0,36	0,93
Неокомский комплекс, фоновые значения	6—24	0,5—6,5	Сходны с битумоидами юрского комплекса			
Миграционный (водорастворенный) битумоид (Северная Сильга)	57,5	0,34				

Примечание. ХБА, ИББ — битумоид, извлеченный соответственно хлороформом и изобутиловым спиртом.

Э. Б. Чекалюк и Ю. И. Филяс [61] указали на то, что если до глубины 6 км (200 °С) баротермические условия влияют на взаимную растворимость вод, УВ и нефтей незначительно, то на глубинах 12—15 км предел растворимости нефти в воде значительно повышается до объемного содержания 5—6 %, а на глубине 35 км достигает 8—10 %.

Содержание ОВ, в том числе и УВ, в подземных водах часто превышает растворяющую способность этих вод при соответствующих температуре и давлении. Это показано, в частности, в работах А. Э. Конторовича, В. П. Даниловой и А. С. Фомичева, опубликованных в 1976—1978 гг., в которых сообщается о количестве битумоидных веществ, названных ими аквабитумоидами, содержащихся в подземных водах Западной Сибири (табл. 7.2). Формы нахождения аквабитумоидов в водах (истинные или коллоидные растворы, эмульсии) А. Э. Конторовичем не изучались.

К физическим свойствам вод относятся также сжимаемость, электропроводность и радиоактивность. С ж и м а е м о с т ь вод определяется их газонасыщенностью и зависит от температуры. Коэффициент сжимаемости, или коэффициент объемной упругости (в пластовых условиях), указывает, на какую долю уменьшается объем воды при увеличении давления на 0,1 МПа и рассчитывается по формуле $\beta_v = -\frac{1}{V} \frac{\Delta V}{\Delta p}$, где V — начальный объем жидкости, ΔV — изменение этого объема при увеличении давления на Δp (Ю. П. Гаттенбергер, 1980 г.). Для пластовых вод нефтяных месторождений β_v обычно равен $(3—5) \cdot 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$.

Так как температура и газонасыщенность действуют в водоносных пластах в направлении, обратном давлению, т. е. приводят к увеличению

Содержание урана и радия в водах различных нефтегазоносных бассейнов (19)

Площадь	Возраст	Минерализация, г/л	Содержание	
			U, 10^{-7} г/л	Ra, 10^{-10} г/л
Амударьинский бассейн				
Гугуртли	J	Нет данных	4,4	2,0
Учкыр	J	То же	9,8	1,4
»	K ₁	»	5,4	2,9
Кошабулак	K _{2c} —K _{1al}	»	3,2	0,074
Ходжихайрам	K _{2c} — K _{1al}	»	70,0	0,02
Волгоградское Поволжье				
Жирновская	D _{2gv}	249	8,0	1,7
Панико-Шляховская	D ₃ , пашийский горизонт	230	1,0	4,0
Арчеда	D _{3fm}	180	3,0	1,6
»	c _{1t}	165	1,0	6,2
Иркутский бассейн				
Иркутская	Є, усольская свита	189	4,6	0,072
Седановская	Є, парфеновский горизонт	400	0,9	13,0

объема вод, то для оценки результирующего влияния противоположно направленных факторов используют пластовой объемный коэффициент b — отношение объема воды в пластовых условиях V к ее объему при нормальных условиях (0,1 МПа, 20 °С) $V_{пов}$: $b = V_{пл}/V_{пов} = \rho_{пов}/\rho_{пл}$, где $\rho_{пов}$, $\rho_{пл}$ — плотность жидкости при нормальных и пластовых условиях. Зная пластовой объемный коэффициент, можно рассчитать плотность пластовой воды при различных температуре и давлении, разделив плотность воды в нормальных условиях на величину пластового объемного коэффициента (Ю. П. Гаттенбергер, 1980 г.).

Электропроводность вод зависит от концентрации растворенных в воде солей и температуры. Удельное сопротивление в омметрах можно определять с помощью таблиц и графиков по минерализации воды, но большое содержание гидрокарбонат-ионов вносит существенные погрешности. Более детально вопросы определения электропроводности рассматриваются в руководствах по геофизическим методам исследования скважин.

Радиоактивность вод обуславливается присутствием в них радия, урана и радона. В подземных водах их содержание невелико (радия 10^{-10} — 10^{-11} г/л, урана 10^{-7} — 10^{-8} г/л). В водах нефтяных и газовых месторождений содержание радия достигает 10^{-7} г/л, урана 10^{-9} г/л (табл. 7.3). Радий накапливается преимущественно в хлоридных рассолах в условиях восстановительной обстановки; в сульфатных водах окислительной обстановки он образует труднорастворимые соли, выпадающие в осадок.

Ионно-солевой состав и минерализация подземных вод

В состав природных, в том числе подземных, вод входят минеральные вещества, растворенные газы и ОВ, могущие находиться в виде истинных и коллоидных (мицеллярных) растворов. Мицеллой называется коллоидная частица, в состав которой входят связанные с ней молекулы растворителя (воды) и адсорбированные ею ионы.

Вода как растворитель состоит из атомов водорода и кислорода, образующих мономерные, димерные и многомерные молекулы. При повышении температуры сложные молекулы распадаются на более простые.

Водород и кислород могут быть представлены изотопами, различающимися по атомной массе. Процессы растворения, испарения, кристаллизации, диффузии между минералами и водами, сорбции, происходящие на поверхности и в недрах, приводят к обогащению вод тяжелыми изотопами, и, наоборот, разбавление атмосферными водами ведет к увеличению содержания в подземных водах легких изотопов.

В речных водах отношение содержания протия и дейтерия (H/D) составляет в среднем 6500—6700, в морской воде около 5600. В подземных водах изотопный состав водорода испытывает большие колебания: величина D/H меняется от 1 : 8400 до 1 : 3800. Содержание так называемой тяжелой воды, в которой H заменен на D в природных водах составляет в среднем 0,02 %. Изотопы H и D стабильны, изотоп T радиоактивен, при его распаде образуется стабильный изотоп гелия ${}^3\text{He}$. Трития в природных водах содержится ничтожное количество, отношение T/H 10⁻¹⁸.

Изотопы кислорода ${}^{16}\text{O}$, ${}^{17}\text{O}$ и ${}^{18}\text{O}$ стабильны, ${}^{14}\text{O}$, ${}^{15}\text{O}$ и ${}^{19}\text{O}$ радиоактивны, причем периоды их полураспада составляют всего несколько десятков секунд. Наиболее распространен изотоп ${}^{16}\text{O}$. По данным Р. Тейс, накопление дейтерия в водах и льдах сопровождается обеднением их тяжелым кислородом.

Изотопный состав природных вод обычно характеризуют величиной их суммарной плотности по отношению к стандарту. Воды зоны интенсивного водообмена мало отличаются от стандарта, воды зоны затрудненного водообмена значительно плотнее его, а поровые растворы обладают по преимуществу высокой плотностью.

Разница плотностей образца исследуемой воды и стандарта, т. е. избыточная плотность измеряется в гаммах (см. § 7 гл. 2); 1γ равна $1 \cdot 10^{-6}d$, где d — плотность воды при 3,98 °C, г/см³. Содержание атомной фракции дейтерия можно вычислить, зная избыточную плотность Δd : $D = 8,957 \Delta d + 0,00003$.

Минеральные вещества, образующие водные растворы, представлены в основном хлоридами, сульфатами и гидрокарбонатами щелочных и щелочно-земельных металлов. Эти соли — электролиты, диссоциирующие в воде на электрически заряженные ионы — катионы и анионы, благодаря чему водные растворы обладают способностью проводить электрический ток. Кроме основных макрокомпонентов в водах присутствуют в ионной или коллоидной форме и другие электролиты: соли калия, оксиды железа, сульфид- и карбонат-ионы, но в количестве, меньшем на один-два порядка.

В водах установлено присутствие широкого ряда так называемых микроэлементов в малых концентрациях, выражаемых обычно величинами от долей до сотен миллиграммов на литр (при содержании основных компонентов — десятки и сотни граммов на литр). К микроэлементам относятся почти все элементы таблицы Менделеева. Чаще всего определяются микроэлементы-галогиды (йод, бром, фтор), микроэлементы-металлы подгрупп меди, цинка, германия, галлия, группы железа (титан, ванадий, хром, марганец, кобальт, никель), молибдена, группы редких щелочей (литий, рубидий, цезий), а также стронций, барий, фосфор, бор, мышьяк, ртуть и радиоактивные элементы: уран, радий, торий, радон.

Содержание микроэлементов в подземных водах колеблется в широких пределах и обусловлено многочисленными факторами: минерализацией и составом (типом) вод, температурными условиями, фациально-геохимическими особенностями пород (их окислительно-восстановительным потенциалом, содержанием и составом рассеянного ОВ и, наконец, наличием и близостью залежей УВ и их характером (нефть, газ, конденсат). Вокруг залежей формируются гидрохимические ореолы рассеяния, в пределах которых воды обогащаются микроэлементами, поступающими в воды из залежей (см. § 2).

Минерализация в воды отражает суммарное содержание в ней растворенных и коллоидных веществ. Практически минерализацию рассчитывают по содержанию основных (макро) элементов вод и выражают в ионно-массовой форме (г/л, г/кг, г/100 г), и (или) в ионно-эквивалентной форме, введенной в СССР в 1929 г. Н. Н. Славяновым, а затем активно внедрявшейся К. А. Маляровым и В. А. Сулиным. Целесообразность пересчета данных анализа, выраженных в миллиграммах или граммах на литр в эквивалентную форму основана на том, что ионы соединяются друг с другом в строго эквивалентных количествах, зависящих от их ионной массы и валентности. Этот пересчет производится путем деления исходных данных анализа на эквивалент иона, или умножения их на множитель, представляющий величину, обратную эквиваленту:

Ионы	Эквивалент	Множитель
Cl ⁻	35,476 (35,5)	0,0282
SO ₄ ²⁻	48,03 (48)	0,0208
HCO ₃ ⁻	61,00	0,0164
CO ₃ ²⁻	30,0	0,0333
Na ⁺	22,997 (23)	0,0435
Ca ²⁺	20,035 (20)	0,0499
Mg ²⁺	12,16 (12)	0,0822

Сумма катионов в миллиграмм-эквивалентах должна равняться сумме анионов. Далее суммы миллиграмм-эквивалентов анионов и катионов порознь приравниваются 50 %, подсчитывается их общая сумма, соответственно равная 100 %, и находится процентное количество миллиграмм-эквивалентов каждого иона, т. е. процент-эквивалент иона. Таким образом, минерализация воды может быть выражена также суммой миллиграмм-эквивалентов ионов в литре.

Органические вещества подземных вод имеют несколько основных источников поступления их в воды: ОВ седиментогенных вод, уна-

следованное от иловых растворов древних бассейнов седиментации; водорастворимая часть ОВ осадочных пород, поступающая в водоносные пласты при выщелачивании пород и в процессе уплотнения пластичных осадочных отложений вместе с отжимаемыми водами; водорастворимое ОВ, обогащающее пластовые воды в пределах ореолов рассеяния вокруг залежей нефти и газа (Е. А. Барс, 1981 г.).

В составе ОВ подземных вод входят летучие и нелетучие компоненты нейтрального, кислого и основного характера, УВ, различные органические кислоты, сложные эфиры, фенолы, спирты, азотистые соединения, углеводы и т. д. По люминесцентной характеристике выделяют масла, кислые и нейтральные смолы, асфальтены, гумусовые компоненты.

Содержание этих веществ в водах, как и микроэлементов, весьма различно и находится в зависимости от источников и условий поступления их в воды. Суммарная их концентрация колеблется от десятков миллиграммов до первых граммов на литр, чаще составляя первые сотни миллиграммов на литр. Содержание отдельных компонентов также меняется в широких пределах — от нескольких микрограммов до сотен миллиграммов на литр.

Среди растворенных газов в воде преобладают азот, углекислый газ и метан. Кроме того, могут присутствовать кислород, сероводород, водород, гомологи метана (этан, пропан, бутан, пентан), в том числе изомеры бутана и пентана, а также аргоны и гелий.

Пересчет аналитических данных о содержании и составе газов ведется при давлении до 5 МПа по закону Генри — Дальтона, выше 5 МПа по А. Ю. Намиоту, так как при высоких давлении и температуре растворимость газов сильно отклоняется от закона Генри, вследствие чего вычисления производятся с внесением ряда поправок.

Важной характеристикой является давление насыщения, или упругость растворенных газов, определяющая степень насыщенности воды газом и возможность его выделения из воды в том случае, если давление насыщения превысит пластовое давление воды. Общая упругость растворенных газов определяется путем суммирования парциальных упругостей отдельных газовых компонентов (см. гл. 2 и 3). Давление насыщения определяют и расчетным путем, исходя из газонасыщенности и состава газа (по В. А. Корценштейну, А. Ю. Намиоту, М. М. Бондаревой) и путем прямого определения упругости газа в скважине по кривой изменения газонасыщенности с глубиной (по И. К. Зерчанинову).

К общим химическим характеристикам вод следует отнести также жесткость вод и реакцию среды, т. е. щелочно-кислотные свойства воды. Общая жесткость вод определяется суммарным содержанием в них ионов кальция и магния, временная, или устранимая, жесткость — той частью кальция и магния, которая связана с гидрокарбонат-ионом и удаляется из воды при кипячении, постоянная жесткость — количеством кальция и магния хлоридных и сульфатных солей, которое остается в воде после кипячения.

Показатель реакции среды определяется диссоциацией молекул воды, которые диссоциируют на ионы водорода H^+ и гидроксиды OH^- . Константа равновесия, или ионное произведение воды $K=[H^+]\cdot[OH^-]$, при

температуре 22 °С равна 10^{-14} . Так как число ионов H^+ и OH^- одинаково, концентрация каждого из них в чистой воде равна 10^{-7} . Ионное произведение воды при данной температуре есть величина постоянная, поэтому если увеличивается число ионов H^+ , то уменьшается число ионов OH^- , и вода приобретает кислотные свойства, и, наоборот, увеличение числа ионов OH^- ведет к образованию щелочной реакции.

Реакцию среды выражают через водородный показатель рН, равный десятичному логарифму молярной концентрации водородных ионов, взятому с обратным знаком $pH = -\lg[H^+]$. Если $pH = 7$ — реакция среды нейтральная, более 7 — щелочная, менее 7 — кислая; в подземных водах нефтяных месторождений рН обычно меняется от 5,6 до 8.

Химические классификации и способы изображения состава подземных вод

Существует большое количество классификаций природных вод, основанных на их минерализации, содержании в них различных элементов или анионов и катионов и величинах их соотношений, а также газовом составе вод.

В практике нефтяной гидрогеологии воды разделяются по содержанию солей на следующие классы (г/л): пресные воды до 1, соленоватые до 10, соленые до 50 и рассолы свыше 50.

Классификации подземных вод по содержанию и соотношению анионов и катионов можно разделить на две большие группы: в одной из них воды разделяются по преобладающим ионам, в другой — по специфическим компонентам, появляющимся в водах лишь в определенных условиях, что придает классификациям этой группы генетический смысл. К первой группе относятся классификации С. А. Шукарева, Н. Н. Славянова, Н. С. Курнакова, Г. Ф. Александрова, Н. И. Толстихина, М. С. Гуревича, О. А. Алекина и др. По преобладающему аниону выделяются три класса вод — гидрокарбонатные, сульфатные и хлоридные. Каждый класс по преобладающему катиону делится на подклассы — кальциевые, магниевые и натриевые воды.

Газовый состав	Катионы		Анионы, % экв
	Na^+, K^+	Ca^{2+}, Mg^{2+}	
Газы окислительной обстановки (N_2, O_2, CO_2 и др.)	100%	50%	100% $HCO_3^- + SO_4^{2-}$
	III ₀	I ₀	50% Cl^-
	II ₀	VIII ₀	100% $HCO_3^- + SO_4^{2-}$
	IV ₀	VI ₀	50% Cl^-
	Y ₀	VII ₀	100% $HCO_3^- + SO_4^{2-}$
	III ₀	I ₀	50% Cl^-
Газы восстановительной обстановки (CH_4, H_2S, N_2, CO_2 и др.)	100%	50%	100% $HCO_3^- + SO_4^{2-}$
	III ₀	I ₀	50% Cl^-
	II ₀	VIII ₀	100% $HCO_3^- + SO_4^{2-}$
	IV ₀	VI ₀	50% Cl^-
	Y ₀	VII ₀	100% $HCO_3^- + SO_4^{2-}$
	III ₀	I ₀	50% Cl^-
Газы метаморфической обстановки (CO_2 и др.)	100%	50%	100% $HCO_3^- + SO_4^{2-}$
	III _M	I _M	50% Cl^-
	II _M	VIII _M	100% $HCO_3^- + SO_4^{2-}$
	IV _M	VI _M	50% Cl^-
	Y _M	VII _M	100% $HCO_3^- + SO_4^{2-}$
	III _M	I _M	50% Cl^-

Рис. 7.6. Гидрохимическая система природных вод. По А. М. Овчинникову. Штриховкой показаны классы, к которым преимущественно относятся подземные воды

В классификациях В. И. Вернадского, А. М. Овчинникова (рис. 7.6), Н. И. Толстихина и М. С. Гуревича большая роль отведена содержанию и составу растворенных газов. По В. И. Вернадскому, газовый состав вод зависит от состава подземных газовых сфер, определяющих, в свою очередь, геохимическую обстановку существования подземных вод, и поэтому является важнейшим классификационным признаком. М. С. Гуревич и Н. И. Толстихин делят воды по газонасыщенности (процент от массы воды) на отряды, по общей минерализации (содержание солей в граммах или процентах) — на подотряды, по преобладающим газам — на подсемейства, по преобладающим анионам и катионам — на семейства и подсемейства, и далее, учитывая также газовые и минеральные микрокомпоненты, выделяют еще роды и подроды вод.

Гидрогеологи-нефтяники в СССР и за рубежом обычно пользуются генетической классификацией вод В. А. Сулина, согласно которой выделяются четыре основных типа вод по компонентам, которые хотя и находятся в водах в подчиненных количествах, тем не менее указывают на определенные природные условия, приводящие к их появлению в водах. Для выделения типов В. А. Сулин использовал соотношения между анионами и катионами:

$\frac{rNa^+}{rCl^-}$	$\frac{rNa^+ - rCl^-}{rSO_4^{2-}}$	$\frac{rCl^- - rNa^+}{rMg^{2+}}$	Тип вод
>1	>1	—	Гидрокарбонатно-натриевый
≤ 1	<1	—	Сульфатно-натриевый
≤ 1	—	<1	Хлоридно-магниевый
≤ 1	—	>1	Хлоридно-кальциевый

В пределах типов В. А. Сулин выделял группы по преобладающему аниону: гидрокарбонатная, сульфатная, хлоридная, а в рамках групп — подгруппы по преобладающему катиону: натриевая, магниевая, кальцие-

Определение типов вод
(по М. Г. Вальяшко)

Таблица 7.4

Характерные коэффициенты	Типы вод				
	Карбо- натный ¹	Сульфатный		Хлорид- ный	Кислых вод
		натри- евый подтип	магни- евый подтип		
$\frac{rCO_3 + rHCO_3}{rCa + rMg}$	>1	<1	<1	≈ 1	0
$\frac{rCO_3 + rHCO_3 + rSO_4}{rCa + rMg}$	>1	>1	<1	<1	≈ 1
$\frac{rCO_3 + rHCO_3 + rSO_4}{rCa}$	>1	>1	>1	<1	≈ 1
$\frac{rCO_3 + rHCO_3}{rCa}$	>1	≈ 1	≈ 1	<1	0

Определение типов вод
(по О. А. Алекину)

Типы вод	Соотношения ионов
I	$r \text{HCO}_3^- > (r \text{Ca}^{2+} + r \text{Mg}^{2+})$
II	$r \text{HCO}_3^- < (r \text{Ca}^{2+} + r \text{Mg}^{2+}) < (r \text{HCO}_3^- + r \text{SO}_4^{2-})$
III	$(r \text{HCO}_3^- + r \text{SO}_4^{2-}) < (r \text{Ca}^{2+} + r \text{Mg}^{2+})$
IV	HCO_3^- отсутствует, воды кислые

вая. Группы и подгруппы характеризуют тот или иной этап преобразования вод в зависимости от глубины выщелачивания пород и степени метаморфизма вод, происходящего под влиянием сложных физико-химических процессов в системе вода — порода в недрах.

С классификацией В. А. Сулина сходна классификация М. Г. Валяшко (табл. 7.4), по которой выделяются четыре типа вод и два подтипа по соотношению анионов и катионов.

По классификации О. А. Алекина (табл. 7.5, рис. 7.7), как бы сближающей классификации двух групп, воды делятся на три класса по преобладающему аниону, затем — на три группы по преобладающему катиону, а внутри каждой группы — по соотношениям ионов выделяются три типа (всего типов четыре).

В табл. 7.6 приведено сопоставление описанных трех классификаций.

Для изображения состава вод пользуются формулами и графиками. Общепринятая формула Курлова представляет собой псевдодробь, в числителе которой указано содержание анионов, в знаменателе — катионов при концентрации более 5%-экв (эта величина разными авторами часто

Таблица 7.6

Сопоставление типов вод, выделенных разными авторами

Типы вод		
По В. А. Сулину	По О. А. Алекину	По М. Г. Валяшко
Гидрокарбонатно-натриевый	I	Карбонатный
Сульфатно-натриевый	II	Натриевый подтип сульфатного типа
Хлоридно-магниевый		Магниевый подтип сульфатного типа
Хлоридно-кальциевый	III	Хлоридный

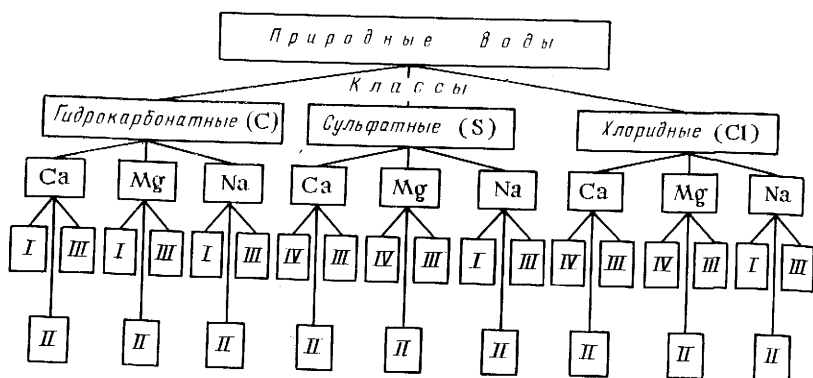


Рис. 7.7. Система классификации природных вод. По О. А. Алекину

меняется). Слева от дробы указываются минерализация (г/кг), содержание свободных газов, специфические компоненты, радиоактивность, справа — температура (°C) и дебит (м³/сут), например,

$$M_{1,0}CO_{1,2}S_p Ra \frac{HCO_{57}^3 SO_{31}^4 Cl_{12}}{Ca_{59} Mg_{27} Na_{14}} 70, 1000.$$

Графически состав вод изображается с помощью диаграмм и графиков Н. И. Толстихина (рис. 7.8, 7.9), В. А. Сулина (рис. 7.10), В. Н. Кор-

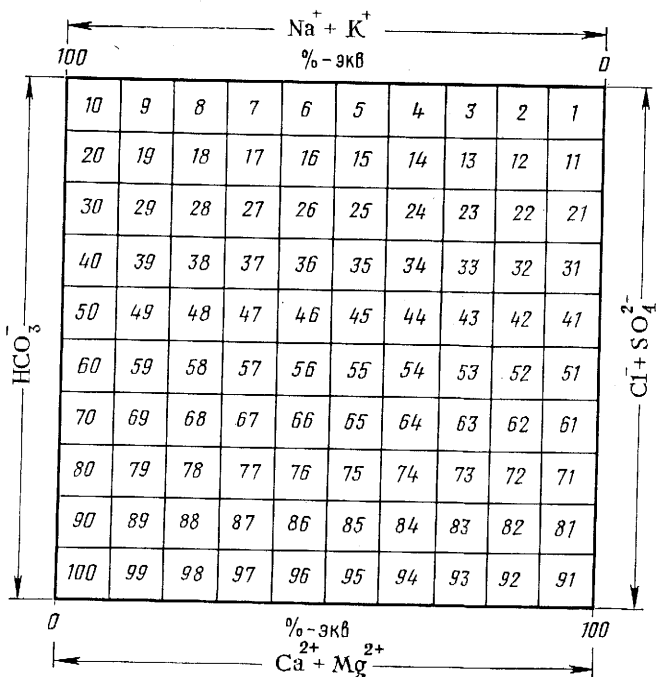


Рис. 7.8. График-квадрат Н. И. Толстихина для нумерации природных вод по их химическому составу

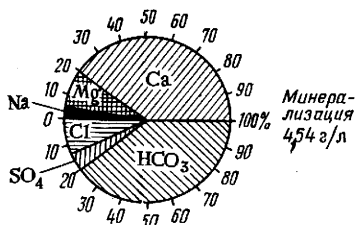


Рис. 7.9. График-круг Н. И. Толстихина

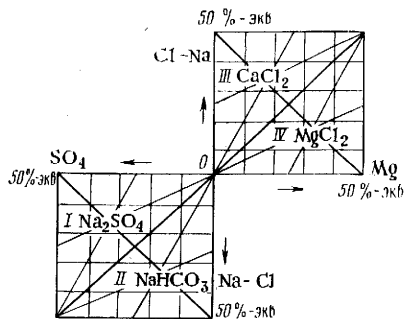


Рис. 7.10. Диаграмма природных вод. По В. А. Сулину

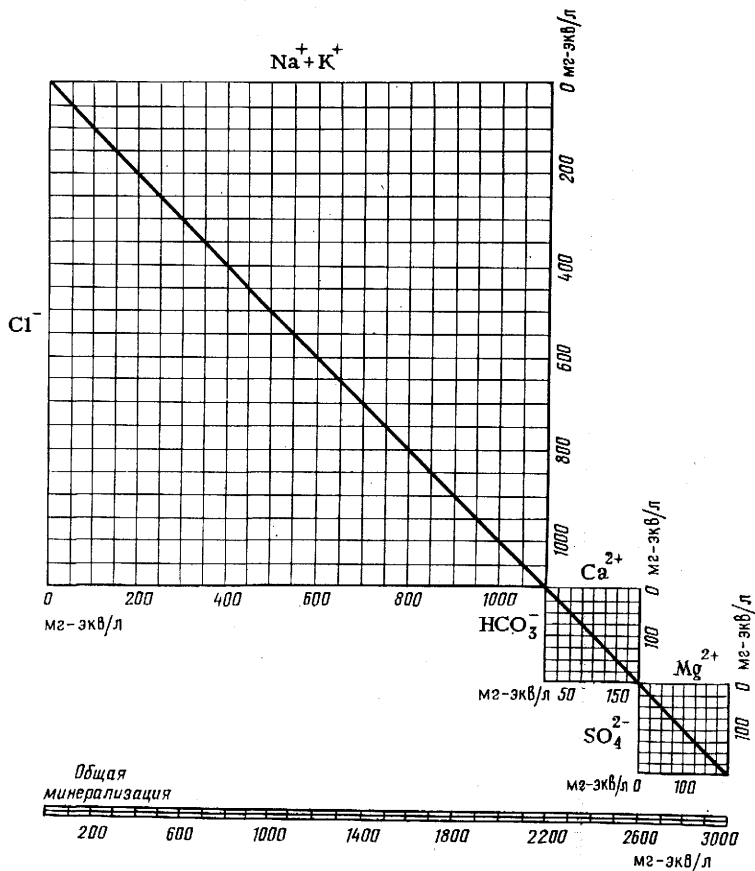


Рис. 7.11. Графическое изображение химического состава подземных вод. По В. Н. Корценштейну

ценштейна (рис. 7.11) и др. Для иллюстрации характера изменения состава вод в заданном направлении используют профили, построенные по принципу геологических, с нанесением по абсциссе номеров проб вод, а по ординате — количества отдельных ионов в миллиграмм-эквивалентах на литр, наращивая величины содержания одного иона над другим таким образом, чтобы верхняя кривая одновременно являлась кривой изменения минерализации.

§ 4. Происхождение подземных вод

Общий состав вод нефтегазоносных бассейнов, как ионно-солевой, так и газовый, формируется так же, как и состав любых других подземных вод, находящихся в условиях затрудненного водообмена или почти полной застойности, что обычно наблюдается в наиболее погруженных, депрессионных зонах, в областях преобладания нисходящих движений земной коры и длительного отсутствия перерывов в осадконакоплении, в условиях ненарушенности залегания слагающих разрез пород.

Подземные воды могут образоваться: из вод древних бассейнов седиментации, увлеченных вместе с осадками на глубину (седиментогенные); из вод атмосферного происхождения, поступивших в недра из областей инфильтрационного питания в древние времена и поступающих на современном этапе (инфильтрогенные, метеогенные); при конденсации паров воды, проникающих из высокотемпературных зон (конденсационные и солюционные воды); при дегидратации минералов (так называемые «возрожденные» кристаллогидратные и межслоевые воды)¹; при выделении воды в процессе преобразования ОВ, унаследованного древними осадками, на этапах диагенеза и катагенеза.

Состав подземных вод и их минерализация формируются в результате ряда физико-химических и биохимических процессов: растворения, окисления, диффузии, испарения, смешения, катионного обмена, гидратации и дегидратации, сульфатредукции, доломитизации, радиолитизации, термолитизации и т. д. Это позволяет по составу вод судить о природной обстановке их образования (табл. 7.7).

При метаморфизации вода обогащается хлоридом кальция. О степени метаморфизации можно судить по величине отношений $r_{Na/Cl}$ и $r_{(Cl-Na)/Mg}$ (коэффициент метаморфизации В. А. Сулина) или $CaCl_2/MgCl_2$ (по Н. С. Курнакову и М. Г. Валяшко). Роль доломитизации в формировании вод хлоридно-кальциевого типа признается не всеми, считается, что основное значение имеет катионный обмен между водами и поглощенным комплексом пород.

О процессах, приводящих к высокой минерализации подземных вод, нет единого мнения. Большое значение придается выщелачиванию растворимых веществ из пород (в особенности водами, содержащими углекислоту), диффузии ионов и солей, испарению воды в газовую фазу (метан), гидратации минералов, фильтрационному или мембранному эффекту при

¹ Например, по данным В. И. Молчанова, опубликованным в 1981 г., монтмориллонит содержит воду в количестве 13,64 %, хлорит 12,97 %, каолинит 13,96 %.

перемещении вод из проницаемых в менее проницаемые породы, гравитационной дифференциации вод различной плотности при их смешивании и т. д. Обращается внимание на значение минерализации вод бассейна седиментации. Подземные рассолы многие считают метаморфизованными концентратами солеродных бассейнов.

Из данных табл. 7.7 следует, что в направлении от поверхности на глубину, в зоны затрудненного и весьма затрудненного водообмена, минерализация и состав вод меняются, что ведет к возникновению вертикальной гидродинамической и гидрохимической зональности.

В случае прямого гидрохимического разреза минерализация с глубиной возрастает, типы вод, свойственные условиям поверхности — сульфатно-натриевый и гидрокарбонатно-натриевый, сменяются хлоридно-кальциевым. При инверсии разреза — минерализация с глубиной падает, появляются воды гидрокарбонатно-натриевого типа (Апшеронский полуостров, Западная Туркмения, Западная Сибирь). С глубиной меняется и состав растворенных газов — от азотных к метано-азотным и метановым. В некоторых случаях в погруженных зонах наблюдается обогащение растворенных (и свободных) газов биогенным азотом.

Те же закономерности прослеживаются и по площади распространения водоносных комплексов в нефтегазоносном бассейне: минерализация растет от окраин бассейна к его центральной части, соответственно меняется состав вод. В этом случае следует говорить о горизонтальной (латеральной) гидрохимической (и газохимической) зональности.

§ 5. Особенности химического и газового состава вод нефтяных месторождений

Особенностям состава вод нефтяных месторождений и нефтепоисковым гидрохимическим критериям посвящены многочисленные работы. Основополагающими являются труды К. Л. Малярова и В. А. Сулина. К крупным обобщениям в этой области относятся монографии А. С. Зингера, Л. М. Зорькина, А. А. Карцева, В. В. Колодия, В. А. Кротовой, В. М. Швеца, Г. П. Якобсона. Изданы методические руководства Е. А. Барс и С. С. Коган в 1965, 1973 и 1979 гг., В. Н. Корценштейна в 1963, 1976 гг., Я. А. Ходжакулиева, М. И. Субботы и др. в 1978 г., Е. А. Барс в 1981 г.

За рубежом после обобщающей работы Х. Шеллера, вышедшей в 1955 г., только в 1975 г. появилась фундаментальная монография А. Коллинза [63].

Формирование состава вод нефтяных и газовых месторождений определяется теми же условиями, что и любых других подземных вод, находящихся в аналогичной гидрогеологической обстановке. Минерализация вод меняется в широких пределах — от почти пресных до крепких рассолов в зависимости от происхождения (седиментогенные, инфильтрационные, конденсационные, «возрожденные» и др.), от фашиально-литологических особенностей водовмещающих отложений (морских и континентальных, терригенных, карбонатных, соленосных) и от степени гидрогеологической закрытости водоносных комплексов и нефтегазосодержащих структур.

Природные обстановки вод разного типа

Типы вод по В. А. Сулину	Природные обстановки	Процессы, формирующие химический состав вод	Минерализация вод
Гидрокарбонатно-натриевый	<p>Поверхность суши: области развития полевошпатовых пород — аркозов, гранитов</p> <p>Континентальные содовые озера засушливых зон</p> <p>Подземные воды зоны затрудненного водообмена и восстановительной обстановки</p>	<p>Выветривание натриевых полевых шпатов (альбитизация) по схеме</p> $\text{Na}_2\text{Al}_2\text{Si}_8\text{O}_{18} + 2\text{H}_2\text{O} + 2\text{CO}_2 \rightarrow 2\text{NaHCO}_3 + \text{H}_2\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_8 + 4\text{SiO}_2$ <p>Содообразование на солончах в результате катионного обмена Ca^{2+} раствора на поглощенный Na^+ пород</p> <p>Сульфатредукция биогенная и абиогенная по схеме:</p> $\text{Na}_2\text{SO}_4 + 2\text{C} + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{NaHCO}_3 + \text{H}_2\text{S}$ <p>или</p> $\text{Na}_2\text{SO}_4 + 2\text{C} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{Na}_2\text{CO}_3 + \text{H}_2\text{S} + \text{CO}_2$	<p>Пресные воды</p> <p>Высокая (рассолы), возможна промышленная добыча соды (и галита)</p> <p>Повышенная, 40—70 г/л, редко выше</p>
Сульфатно-натриевый	<p>Воды рек (средний состав), окислительная обстановка</p> <p>Континентальные озера засушливого климата, окислительные условия</p> <p>Подземные воды верхней части зоны затрудненного водообмена в окислительной обстановке</p>	<p>Выщелачивание пород, окислительные реакции, обменные реакции по типу:</p> $\text{CaSO}_4 + 2\text{NaHCO}_3 \rightarrow \text{Ca}(\text{HCO}_3)_2 + \text{Na}_2\text{SO}_4$ <p>Образование глауберовой соли (мирабилита), испарение, катионный обмен поглощенного Na^+ на кальций гипсовых вод:</p> $\text{CaSO}_4 + 2\text{Na}_{\text{кол}}^+ \rightarrow \text{Ca}_{\text{кол}}^{2+} + \text{Na}_2\text{SO}_4$ <p>Нормальное концентрирование с глубиной в отсутствие восстановителей</p>	<p>Пресные воды</p> <p>Повышенная и высокая (рассолы); возможна добыча глауберовой соли (мирабилита), тенардита и т. д.</p> <p>Повышенная</p>

<p>Хлоридно-магниевый</p>	<p>Воды морей и океанов</p> <p>Озера, отшнурованные от моря</p> <p>Подземные воды зоны затрудненного водообмена и восстановительной обстановки, в условиях перетока вод (скрытой разгрузки) из одних пластов (комплексов) в другие по нарушениям</p>	<p>Поступление различных вод с континентов и с глубин по разломам, биохимические реакции в водной среде, фотосинтез, разложение отмерших организмов, перемешивание, испарение и т. д.</p> <p>Испарение, осаждение солей</p> <p>Процессы смешения вод гидрокарбонатно-натриевого и хлоридно-кальциевого типов $2\text{NaHCO}_3 + \text{CaCl}_2 \rightarrow 2\text{NaCl} + \text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$; в растворе накапливаются хлориды магния</p>	<p>Средняя минерализация морской воды 37 г/л</p> <p>Высокая (рассолы хлоридов натрия, магния, конечная стадия — хлоридно-магниевые рассолы)</p> <p>Высокая и повышенная, зависит от минерализации смешивающихся вод</p>
<p>Хлоридно-кальциевый</p>	<p>Подземные воды зоны весьма затрудненного водообмена, восстановительные условия</p> <p>Восходящие минеральные источники, разгрузка рассолов хлоридно-кальциевого типа по нарушениям в условиях суши и моря</p> <p>Подземные воды в карбонатных породах</p> <p>Реликтовые морские водоёмы, в которые поступает карбонатный материал</p>	<p>Метаморфизация вод в результате катионного обмена между водами, обогащенными NaCl, и породами с поглощенными Mg^{2+} и Ca^{2+}:</p> $2\text{NaCl} + \text{Ca}^{2+} \rightarrow \text{CaCl}_2 + 2\text{Na}^+$ <p>Разбавление пресными водами</p> <p>Доломитизация известняков в результате взаимодействия хлоридов магния с карбонатами кальция</p> $\text{MgCl}_2 + 2\text{CaCO}_3 \rightarrow \text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 + \text{CaCl}_2$ <p>Доломитизация поступающих в водоём карбонатов кальция при взаимодействии с хлоридами магния морской воды (схема образования такая же, как и для предыдущего типа)</p>	<p>Высокая (рассолы), может достигать 500—600 г/л</p> <p>Слабосоленоватые воды, соленые воды; тип устойчив, не меняется до высоких степеней разбавления</p> <p>Высокая (рассолы)</p> <p>Высокая (рассолы)</p>

Состав газов, растворенных в подземных водах

Регион, площадь	Возраст пород	Объемное содержание, %										
		H ₂ S	CO ₂	O ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀ (C ₅ H ₁₂)	C ₆ H ₁₄	N ₂	Ar	He
Волго-Уральская область												
Татарский свод	D ₁	—	—	He опр.	37,40	5,20	0,60	—	—	54,90	Нет данных	
Сулинская	C _{1t}	—	—	То же	31,40	5,80	2,50	1,00	—	56,30		
Ореховская	C ₁ , окско-серпуховская свита	1,40	3,30	He опр.	43,10	5,80	0,90	0,20	—	40,60	»	
Кулешовская												
Благодаровская	C ₂	0,10	0,70	»	41,20	4,50	1,10	0,40	—	51,60	»	
Жигулевско-Оренбургский свод	P ₂	8,70	2,90	»	70,10	2,90	0,60	0,10	(0,20)	—	13,90	»
Мухановская]												
Северный Кавказ												
Восточно-Кубанская впадина]	K _{1a1}	—	6,63	—	81,5	4,74	1,71	—	2,23	—	3,17*	
Армавирская												
Южно-Советская	K _{1a}	—	19,0	—	64,43	2,68	0,88	—	0,29	—	15,53*	
Прикумская зона	K _{1a—br}	—	12,3	—	68,3	3,2	3,05	1,3	1,9	—	7,2*	
Величаевская												
Прасковейская	K ₂	—	5,1	—	81,2	7,6	3,4	2,2	0	—	0,5*	
Платформенный склон Терско-Кумской впадины	K _{1v}	—	3,9	—	86,77	2,8	0,45	—	0,18	—	4,2*	
Галюгаевская												

Терско-Сунженская область Малгобек-Вознесенская Карабулак-Ачалукская	K _{1a}	—	2,4	—	84,01	8,0	1,4	—	0,29	3,6*
	J	—	3,1	—	86,72	5,6	1,35	—	0,33	2,0*

Бухаро-Каршинская область

Южный Мубарек	J ₁₊₂ , XVII	—	0,5	—	91,9	1,9	0,28	—	0,04	5,2	0,039	0,139
	J ₃ , XV	—	1,7	1,1	92,1	1,5	0,23	—	0,04	3,3	0,028	0,031
	K ₁ , XIV	—	1,6	1,5	—	—	75,7	—	—	22,2	0,2509	0,1280
	K _{1a} , XIII	—	15,5	0,7	46,0	0,5	0,14	—	0,28	36,9	—	—
Газли	K _{1al} , XII	—	1,5	0,1	82,3	1,6	0,32	—	0,160	14,062	0,112	0,05
	K _{1al} , XI-2	—	2,3	—	94,4	1,8	0,21	—	0,08	1,240	0,013	0,027

Южный Мангышлак

Узень	J _{3k} , Ю-I	—	—	10,6	35,4	6,1	4,1	0,9—1,7 (0,7—1,1)	—	39,4	—	—
	J ₂ , Ю-VI	—	0,3	Her	85,8	7,5	1,4	0,01	—	4,5	0,014	0,027
Тенге	J ₁ , Ю-XIII	—	1,6	—	77,3	3,3	1,6	0,54	—	14,7	0,046	0,089
	J _{3k} , Ю-I	—	4,4	Her	92,6	0,44	0,67	—	—	1,4	0,015	0,025
	J ₃ , Ю-V	—	1,1	—	96,4	—	—	—	—	2,5	0,050	0,023

Южный Устюрт

Шахпахты	J ₃	He опр.	Her	75,75	8,0	2,47	1,98 (1,31)	0,90**	9,20	0,0489	0,0374
	J ₁	»	»	95,0	1,06	0,1	(0,02)	—	3,0	—	—

* N₂ + редкие.

** Определены UV C₇H₁₆ в количестве 0,39 %.

Наиболее распространенными типами вод нефтяных месторождений являются гидрокарбонатно-натриевый и хлоридно-кальциевый (по В. А. Сулину), свойственные обстановке затрудненного и весьма затрудненного водообмена и восстановительным условиям. Там, где разнотипные воды смешиваются в результате перетока из одних горизонтов в другие, или на стыке инфильтрационных и седиментогенных вод появляются воды хлоридно-магниевого типа.

Главную роль в составе вод нефтяных месторождений играют среди анионов хлор, среди катионов натрия, уступающий место кальцию по мере возрастания степени метаморфизации вод.

В составе растворенных газов в водах нефтяных и газовых месторождений преобладают или азот, или метан, реже — углекислота. Кислород практически отсутствует (табл. 7.8).

Иногда залежи УВ, находящиеся во вторичном залегании, попадают в чуждую им обстановку, характеризующуюся инфильтрационным режимом, окислительными условиями, т. е. значительной гидрогеологической раскрытостью. В этих случаях пластовые воды приобретают состав, не свойственный водам нефтяных месторождений: малая минерализация при повышенной сульфатности и присутствие кислорода (и атмосферного азота) в составе растворенных газов, способствующего процессу разрушения залежи. Из сказанного следует, что минерализация, ее градиент, тип вод, степень метаморфизации и состав газовой фазы (по преобладающему компоненту) не являются специфическими для вод, сопутствующих залежам нефти и газа, и определяют лишь степень гидрогеологической открытости и условия сохранности залежей.

Так как присутствие залежей УВ, особенно жидких, т. е. залежей нефти и конденсата, стимулирует развитие процессов восстановления, то в первую очередь им подвергаются сульфат-ионы, могущие исчезнуть нацело из вод, если не будет происходить их восполнения за счет сульфатных пород бассейна или притока свежих сульфатных инфильтрационных вод. Если такие источники сульфат-ионов имеются — процессы редукции сульфат-ионов сопровождаются постоянным образованием и накоплением сероводорода. Если поступления и накопления новых порций сульфатов не происходит, образованный на первых этапах сероводород связывается реакционноспособным железом в форме пирита. Так образуются бессульфатные пластовые воды при отсутствии сероводорода (мезозой Западной Сибири, продуктивная толща Азербайджана).

Таким образом, бессульфатность вод или относительно пониженное содержание сульфатов (пониженное rSO_4^{2-}/Cl^-) и появление сероводорода должны учитываться в комплексе нефтепоисковых показателей, как и гидрокарбонатно-натриевый тип пластовых вод, образование которого связано с процессами сульфатредукции, в свою очередь, вызванными присутствием нефти. Оценивать процессы десульфирования подземных вод следует не по абсолютному содержанию сульфат-иона, а по отношению его фактического количества к предельному, обусловленному растворимостью сульфатов в конкретных условиях. Недонасыщенность вод сульфат-ионами (названное отношение меньше 1) при наличии восстановленных форм серы служит показателем нефтегазоносности.

Произведение растворимости сульфатов кальция, стронция и бария
(по данным А. И. Чистовского, М. С. Галицына, С. С. Темплтона)

Минерализация, г/л	Природная вода хлоридно-кальциевого типа*		Растворы NaCl		
	$K_s \text{CaSO}_4, 10^{-4}$ моль/л		$K_s \text{SrSO}_4, 10^{-6}$ моль/л	$K_s \text{BaSO}_4$	10 ⁻¹⁰ моль/л
	20—23 °С		20—23 °С	25 °С	65 °С
0	2,32	2,32	—	—	—
20	10,1	12	6	36	98
50	19,3	22	15	84	230
100	26,5	35	26	157	410
200	29	39,6	24	296	696
300	17	—	9	444	964

* Вода отложений каменноугольных с $r\text{Na/Cl}$ 0,92 (левый столбец) и девонских с $r\text{Na/Cl}$ 0,55 (правый столбец) Урало-Поволжья.

В случае присутствия в пластовых водах стронция и бария при расчете предельного содержания сульфат-иона необходимо учитывать растворимость сульфатов этих металлов, поскольку она значительно ниже растворимости сульфата кальция.

В табл. 7.9 приведены данные о растворимости сульфатов кальция, стронция и бария, которые можно принять для расчета предельного содержания сульфат-иона в подземных водах (мг-экв/л) по формуле

$$\text{SO}_4^{2-} = \frac{4K_s \cdot 10^6}{\text{Ca (Sr, Ba)}},$$

где K_s — произведение растворимости соответствующего сульфата, находят по табл. 7.9*; Ca(Sr, Ba) — содержание в воде кальция (стронция, бария), определяется химическим анализом воды.

При использовании степени насыщенности вод сульфат-ионом для прогнозирования нефтегазоносности необходимо учитывать, что наличие насыщенных или даже перенасыщенных вод не может служить основанием для отрицательного заключения о перспективах нефтегазоносности. Это объясняется двумя причинами: во-первых, жизнедеятельность сульфатредуцирующих бактерий ограничена температурой 70—100 °С и минерализацией вод 100—120 г/л и, во-вторых, если пластовые воды контактируют с сульфатоносными породами (гипсы, ангидриты, загипсованные глины), то концентрация сульфат-иона сохраняется высокой, так как убыль его в воде при сульфатредукции восстанавливается за счет выщелачивания сульфатных пород.

Для вод нефтяных и газовых месторождений характерно присутствие микрокомпонентов, т. е. элементов и их соединений (йода, брома, бора

¹ Произведение растворимости вещества это произведение концентраций ионов в электролите в его насыщенном растворе; в присутствии осадка соли концентрация ее недиссоциированных молекул — величина постоянная.

и др.), количество которых в воде незначительно по сравнению с основной массой содержащихся в ней минеральных веществ.

В настоящее время установлено, что повышенное содержание йода свойственно водам, контактирующим с ароматическими конденсатами, а также водами газовых залежей. В водах нефтяных месторождений поведение йода неоднозначно.

Бром накапливается в водах вместе с хлор-ионом, его больше всего в высокометаморфизованных рассолах (до нескольких граммов на литр). Однако в ряде районов бром обнаруживает связь с нефтяными залежами. В этих случаях хлор-бромный коэффициент (Cl^-/Br^-) резко понижается, что при равной минерализации вод должно говорить о близости нефтяной залежи. По данным И. Д. Беркутовой, А. А. Карцева, К. И. Якубсона, опубликованным в 1975 г., бром связан с масляной фракцией нефтей.

В противоположность брому бор накапливается в щелочных водах гидрокарбонатно-натриевого типа, в которых растворимость боратов достаточно велика. По данным Л. А. Гуляевой и В. Б. Каплун (1976 г.), бор (по их мнению, связанный с кислыми омыляемыми компонентами смол нефтей) в этих водах может служить гидрохимическим показателем нефтеносности, для чего используется отношение $rB^3 \cdot 10^4 / Cl^-$, величина которого резко повышается при приближении к нефтяной залежи. Например, для условий продуктивной толщи Азербайджана, для которой характерно распространение вод гидрокарбонатно-натриевого типа, оно превышает в водах, сопутствующих залежи нефти, 90—100. В водах хлоридно-кальциевого типа, в которых бор образует труднорастворимые соли, он, по заключению тех же авторов, не может служить показателем нефтеносности.

Многие исследователи считают надежным поисковым показателем нефтегазосности присутствие иона аммония, содержание которого может достигать нескольких сотен миллиграммов на 1 л. Соединения азота типа нитритов и нитратов в водах глубоководных горизонтов практически не встречаются. Они появляются в зоне свободного водообмена при окислении аммонийных солей, в том числе поступающих с глубины в зонах разгрузки подземных вод.

Нет пока полной ясности в вопросах о связи нефтеносности с наличием в водах бария, стронция, радия. Обычно накопление стронция в водах происходит в условиях высокой гидрогеологической закрытости, бария — в бессульфатных высокоминерализованных водах и лишь в отношении радия известны данные, говорящие о его повышенном содержании в водах, связанных с нефтяной залежью (по величине отношения содержания радия к минерализации $Ra \cdot 10^{12} / M$, превышающей 4—6, при фоновом значении около 2, для Предкарпатского прогиба и Днепровско-Донецкой впадины).

В настоящее время имеются сведения о повышенном содержании ртуть в водах газовых залежей.

Присутствие в водах нефтяных месторождений органических компонентов является наиболее характерным отличием их от других природных вод. В нефтяных водах существенно повышена концентрация битумондов, извлекаемых органическими растворителями (в основном хлороформом)

при разных значениях pH — в кислой, нейтральной и щелочной средах. Количество водорастворенных битумоидов (аквабитумоидов, по Н. Б. Вассовичу и А. Э. Конторовичу) оценивается обычно по содержанию углерода битумоидной фракции $S_{бит}$. Иногда производят оценку суммарного количества битумоида по данным капиллярно-люминесцентного анализа (по высоте капиллярных вытяжек на бумаге, в миллиметрах) или в том случае, если ведут накопление водорастворенных битумоидов из больших объемов вод — весовым путем.

Водам нефтяных месторождений свойственны относительно повышенные величины битумоидного коэффициента, т. е. отношения содержания углерода битумной фракции к количеству углерода нелетучих компонентов ОВ. Воды газовых залежей характеризуются повышенным значением отношения углерода веществ, летучих с водяным паром, к общему углероду всех органических компонентов.

В водах нефтяных и газовых месторождений отмечается повышенная восстановленность органических веществ, оцениваемая по количеству окислителя — йодата или перманганата калия в пересчете на кислород, затрачиваемый на окисление водных битумоидов. Перманганатная окисляемость характеризует количество легкоокисляющихся битумоидов, йодатная — общую степень восстановленности суммарного битумоида. Так, йодатная окисляемость для вод нефтяных месторождений обычно колеблется между 4 и 8 (несколько понижаясь в водах кайнозойских отложений), для вод газовых залежей — резко повышается до 15—20 и выше, водам конденсатных залежей свойственны промежуточные значения. В водах нефтяных залежей повышается величина отношения $S_{бит}$ к количеству общего азота в битумоиде, которая заметно снижается в водах непродуктивных структур и особенно верхних горизонтов разреза (за счет увеличения содержания азотистых соединений). В водах нефтяных залежей относительно накапливаются разнообразные азотистые вещества: легко гидролизующиеся в щелочной среде амины и сложные гетероциклические соединения, в том числе пиридин. Для вод газовых залежей характерен более простой аминный состав азотистых веществ.

Установлено обогащение вод, связанных с залежами УВ, летучими и нелетучими фенолами (летучих больше в водах газовых залежей), а также органическими кислотами (жирными и нафтеновыми). Связь последних с водами залежей обнаруживается более определенно в водах гидрокарбонатно-натриевого типа.

Прямым гидрохимическим показателем нефтегазоносности является наличие в водах УВ. Однако они содержатся в водах в весьма малых количествах, особенно в водах повышенной минерализации. Наиболее доступно пока изучение простейших ароматических УВ — бензола и его гомологов, сравнительно хорошо растворимых в водах и в то же время практически не имеющих «фона», которые поступают в воды непосредственно из залежей. Их содержание в воде колеблется от тысячных долей до единиц, реже десятков миллиграммов на 1 л (в водах залежей высокоароматических конденсатов).

Результаты анализов наиболее характерных органических компонентов вод нефтегазоносных бассейнов приведены в табл. 7.10, 7.11.

Состав растворенных битумоидов в подземных водах нефтегазоносных территорий

Т а б л и ц а 7.10

Площадь	Возраст вмещающих пород	Состав, мг/л						C _{бит} N ^{хл} _{общ}	O ^{хл} _{иод} C _{бит}
		C _{бит}	N ^{хл} _{общ}	O ^{хл} _{иод}	Фенолы		Нафтеновые кислоты		
					летучие	нелетучие			
Волго-Уральская область (по данным ТатНИПИнефти, ВНИГНИ)									
Бавлинская	D ₂	0,40	0,16	2,56	0,12	He опр.	2,1	2,5	6,42
»	D ₃	0,43	0,12	1,52	0,17	»	2,1	3,8	2,6
Таргинская	C _{1t}	10,24	0,86	He опр.	1,56	0,39	5,0	11,9	He опр.
Припятская впадина (по данным БелНИГРИ)									
Давыдовская	D ₃ , задонско-елецкие слои	0,40	0,132	15,02	1,25	He обн.	He опр.	3,03	37,55
Осташковичская	То же	3,11	0,297	47,63	0,66	0,36	То же	10,47	15,32
Речица	»	11,42	0,86	216,94	1,07	2,47	»	13,25	18,80
Западная Сибирь (по данным ИГиРГИ)									
Северный Васюган	J ₂₊₁	1,80	0,08	3,70	2,04	0,28	He опр.	22,50	2,0
Назино	J ₂₊₁	3,20	He опр.	11,40	1,80	0,15	3,40	80,0	He опр.
Мегион	J ₂₊₁	1,80	0,03	9,70	1,78	0,53	3,50	60,0	5,40
Северный Покур	J ₂₊₁	2,20	0,09	4,80	0,95	0	He опр.	24,40	2,20
Быстринская	J ₂₊₁	1,50	0,09	2,30	0,45	0,20	2,90	16,7	1,50
Западный Узбекистан, Бухаро-Каршинская область (по данным ИГиРГИ)									
Южный Мубарек	PZ	3,40	0,14	12,74	5,10	Heг	5,0	24,8	3,76
»	J ₃ , XV	1,30	0,36	10,85	3,56	0,45	4,0	3,61	8,34
Акджар	J ₂₊₁ , XVIII	1,48	0,13	11,60	Heг	0,06	4,35	11,6	7,8
Юлдуз-Как	K ₁ , XIII	1,6	0,28	15,84	0,55	0,23	5,30	5,7	9,90
Газли	K _{2c} , IX	0,90	0,24	7,87	0,24	0,04	4,0	3,67	8,74
»	K ₁ , XIII	2,35	0,15	15,7	3,44	0,66	5,0	15,46	6,63
Восточная Туркмения (по данным ИГиРГИ)									
Фараб	J ₂	9,4	0,21	51,8	1,04	0,87	8,0	45,1	5,5

	J ₃	4,64	0,34	8,23	6,35	0,60	11,50	13,58	1,77
	Западная Туркмения (по данным ТуркменНИПИнефти)								
Небитдаг	N ₂ , III	34,58	0,31	154,6	0,69	3,16	12,75	112,27	4,47
То же	N ₂ , VIII	5,63	0,43	69,33	0,14	1,47	Her	12,97	11,25
»	N ₂ нижнекрасноцветная толща	3,12	0,35	25,85	0,37	1,01	9,5	8,97	8,27
	Азербайджан (по данным ИГиРГИ)								
Карадаг	N ₂ , ПТ	2,40	0,16	13,8	13,77	0,50	1,14	15,0	5,75
Лок-Батан	N ₂ , ПТ	2,21	0,42	26,2	2,53	3,37	10,10	5,2	11,9
Ясамальская Долина	N ₂ , ПТ	6,65	0,30	148,6	7,31	15,69	19,0	21,9	22,61
	Азово-Кубанский прогиб (по данным ИГиРГИ)								
Зыбза — Глубокий Яр	P ₂ , кумский горизонт	37,56	0,376	140,88	He опр.		He опр.	117,4	3,9
Калужское	N ₁ -P ₃ , майкоп	10,02	0,46	90,88	3,8		То же	37,67	9,9
Ново-Дмитровское	P ₂ , кумский горизонт	18,48	0,798	106,15	6,7		»	24,90	5,9
	Устюрт (усредненные данные ИГиРГИ)								
Шахпахты	J	6,04	0,19	24,4	7,9	4,15	0,73	48,1	4,0
Кунград	K	6,22	0,36	12,84	0,22	0,20	0,75	19,9	2,1
	Южный Мангышлак (данные ИГиРГИ)								
Жетыбай	T, I-I	1,35	0,186	12,44	2,45	0,34	0,4	7,26	9,21
»	J _{2a} , Ю-XI	1,2	0,156	3,84	0,78	0,62	3,2	7,70	3,2
»	J _{2bt} - b, Ю-V	2,4	0,217	5,31	He опр.	1,47	4,0	11,0	2,21
Узень	K _{1al} , M-VI	6,25	0,409	42,91	1,58	0,72	1,00	15,28	6,86
»	K ₁ , X	1,74	0,0	15,5	0,89	0,89	8,2	-	8,91
	Фергана (усредненные данные ИГиРГИ)								
Северный Сох	J	5,78	0,36	14,19	0,56	2,30	0,62	14,07	2,4
Южный Аламышик	K	3,46	0,0	7,99	1,80	1,57	0,30	-	2,3
Наманган	P	5,81	0,22	15,35	0,58	0,91	0,57	18,63	2,6

Примечание. N^{хл}_{общ} — содержание общего азота битумоидной фракции; O^{хл}_{вод} — водатная окисляемость.

Таблица 7.11

Содержание q (%) и встречаемость n (%) люминесцирующих ОБ в подземных водах месторождений УВ
(В. М. Швец, 1973 г.)

Состав ОБ	Воды нефтяных месторождений						Воды газовых месторождений		Воды газоконденсатных месторождений	
	приконтурные		законтурные		непродуктивного горизонта I		q	n	q	n
	q	n	q	n	q	n				
Гумус	$\frac{2-94}{37}$	97	$\frac{8-76}{50}$	100	$\frac{27-76}{52}$	100	$\frac{21-69}{40}$	89	$\frac{26-97}{57}$	100
Кислые смолы	$\frac{2-77}{24}$	81	$\frac{6-76}{22}$	87	$\frac{5-62}{19}$	81	$\frac{10-41}{19}$	77	$\frac{3-57}{26}$	100
Нейтральные смолы	$\frac{4-50}{13}$	53	$\frac{2-57}{13}$	57	$\frac{1-41}{13}$	64	$\frac{4-100}{16}$	43	$\frac{1-32}{16}$	100
Масла	$\frac{4-82}{3}$	13	$\frac{9-43}{5}$	19	$\frac{13-43}{7}$	27	$\frac{3-33}{3}$	2	—	—
Углеводороды	$\frac{7-60}{15}$	53	$\frac{3-48}{8}$	37	$\frac{12-57}{5}$	21	$\frac{11-100}{19}$	77	$\frac{15}{1}$	13
Нафтеновые кислоты	$\frac{6-87}{8}$	21	$\frac{11-36}{2}$	1	$\frac{10-36}{4}$	22	$\frac{13-40}{3}$	1	—	—

Примечание. Над чертой — пределы содержания, под чертой — среднее взвешенное значение.

§ 6. Палеогидрогеологические реконструкции условий формирования и разрушения залежей нефти и газа

Задачей палеогидрогеологических исследований является реконструкция гидрогеологических условий, существовавших в течение отдельных отрезков геологического времени, выявление роли подземных вод в формировании и сохранении различных полезных ископаемых, в том числе нефти и газа.

В 1929 г. П. Н. Чирвинский ввел и обосновал понятие об ископаемой гидрогеологии, или палеогидрогеологии. Значительный вклад в оформление палеогидрогеологии как научной отрасли знаний внесли В. И. Вернадский, В. А. Сулин, А. Н. Семихатов, С. А. Шагоянц, Г. В. Богомолов, А. А. Карцев, А. М. Овчинников, Я. А. Ходжакулиев, А. М. Никаноров и др.

Гидрогеологическая цикличность

В развитии гидрогеологических процессов какого-либо региона наблюдается определенная цикличность. Впервые на это обратил внимание А. Н. Семихатов в 1947 г., который ввел в литературу понятие о гидрогеологических циклах. Продолжительность гидрогеологического цикла, по А. Н. Семихатову, измеряется длительностью континентального этапа формирования вод. Впоследствии понятие «гидрогеологический цикл» было уточнено и было обосновано выделение в цикле двух этапов: элизионного (седиментационного по А. А. Карцеву или морского по В. Г. Глезер) и инфильтрационного (по А. А. Карцеву) или континентального (по В. Г. Глезер). Под гидрогеологическим циклом понимается период гидрогеологической истории водоносного комплекса, охватывающий элизионный (отрезок гидрогеологической истории, начинающийся с осадконакопления и формирования пластовых вод в условиях уплотнения вмещающих и перекрывающих пород) и инфильтрационный (во время которого вследствие инверсии тектонических движений возникают условия, способствующие проникновению в водоносный комплекс метеогенных вод) этапы его развития. На элизионном этапе происходит формирование седиментогенных вод.

По мере накопления осадков и увеличения геостатической нагрузки на нижележащие отложения происходит их уплотнение, вызывающее выжимание вод из одних литогенетических типов пород в другие (например из глин в песчаники). Происходит элизионный водообмен. На инфильтрационном этапе проникающие в водоносный горизонт метеогенные воды частично вытесняют седиментогенные. Начинается инфильтрационный водообмен. В зависимости от условий тектонического развития региона в гидрогеологической истории водоносных комплексов могут иметь место один или несколько гидрогеологических циклов.

Периодизация гидрогеологической истории района или комплекса отложений заключается в выделении гидрогеологических циклов и этапов. Исходными материалами могут служить сводные геологические разрезы,

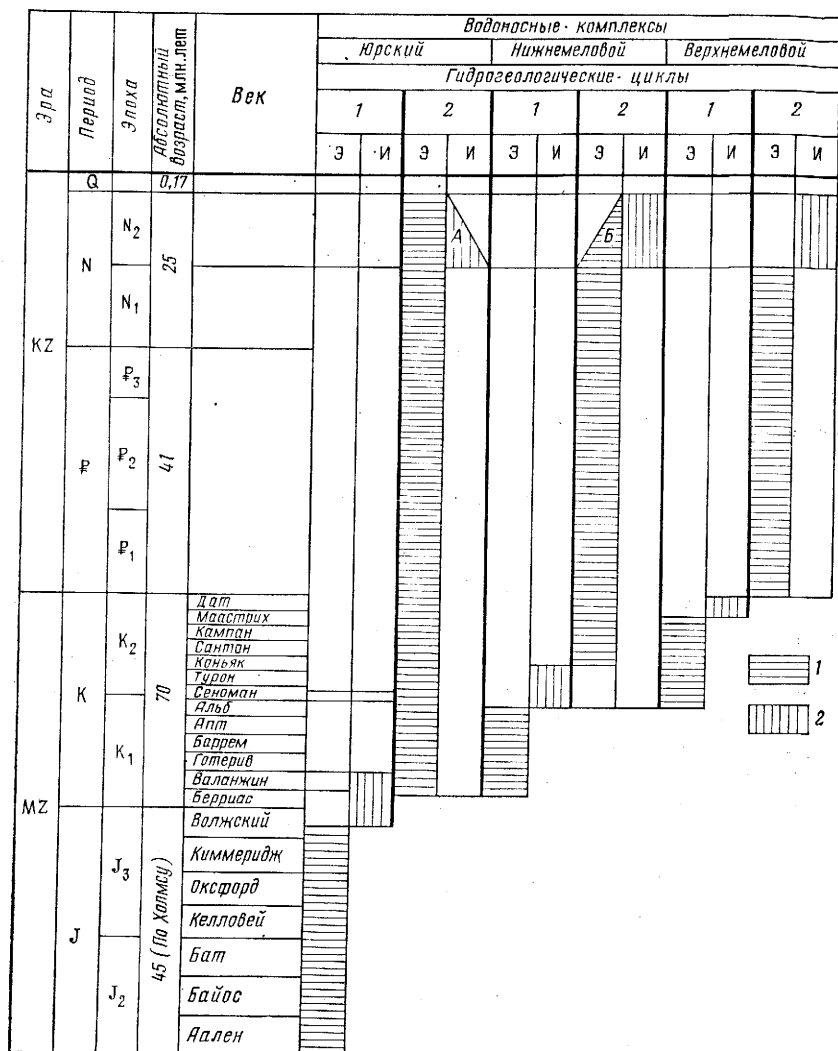


Рис. 7.12 Схема гидрогеологических циклов водонасыщенных комплексов Восточного Предкавказья

Этапы: 1 — эллизионный (Э), 2 — инфильтрационный (И). А — инфильтрационный этап в районе Лабияно-Малкинской моноклинали; Б — эллизионный этап в Терско-Каспийском прогибе

палеогеографические, литолого-фациальные, палеогидрогеологические карты и схемы, палеотектонические профильные разрезы, анализ которых позволяет выявить периоды непрерывного осадконакопления и размывов и несогласий, отвечающие соответственно эллизионному и инфильтрационному этапам. Для палеогидрогеологических реконструкций существенное значение имеет построение карт, отражающих возможные условия фор-

мирования подземных вод на каждом из этапов гидрогеологического цикла. Методика построения палеогидрогеологических карт разработана рядом исследователей (С. А. Шагояц, 1949 г.; В. Г. Глезер, 1968 г.; А. А. Карцев, С. Б. Вагин, Е. А. Басков, 1969 г.; Л. В. Славянова, 1971 г., А. М. Никаноров, Г. П. Волобуев, 1968 г.).

На основе комплексной палеогидрогеологической информации строится обобщенная схема периодизации гидрогеологической истории для отдельных комплексов (рис. 7.12), или, для гидрогеологического региона или бассейна подземных вод. Гидрогеологические условия в отдельных частях региона могут на определенных этапах гидрогеологической истории резко различаться. Если это явление характерно для сравнительно небольших участков, то целесообразно на той же схеме показать это специальными условными обозначениями (А, Б). Если же отмечены резкие различия в палеогидрогеологических условиях для крупных частей изучаемого региона, то предпочтительно выделять районы или секторы и для каждого из них проводить самостоятельную периодизацию гидрогеологической истории.

Палеогидродинамика

Важнейшим фактором при формировании подземных вод является гидродинамика. Гидродинамические условия в водоносных комплексах на элизионных и инфильтрационных этапах различны: на элизионном этапе движение вод зависит от градиентов геостатического давления и упругой деформации флюидов в разных точках пласта, на инфильтрационном — от разности градиентов гидростатического давления, создаваемого в области питания и зоне разгрузки. Реконструкция гидродинамических условий на элизионных этапах базируется на учете уплотнения пород с глубиной их погружения. Максимальные напоры создаются в наиболее прогнутых участках бассейна (палеопьезомаксимумы). В краевых частях бассейна напоры вод меньше вследствие снижения геостатической нагрузки и уменьшения степени уплотнения пород, поэтому линии токов вод в элизионной водонапорной системе направлены из зон наибольшего прогибания в зоны с меньшими напорами (палеопьезоминимумы). Расчет палеонапоров производится на основе определения объемов, поступающих в коллекторские толщи отжатых вод из уплотняющихся глинистых пород. Вопросы уплотнения глинистых пород рассматриваются в гл. 4.

Методика построения простейших палеогидродинамических схем, впервые предложенная М. С. Бурштаром и И. В. Машковым в 1963 г., основана на анализе распределения мощностей осадков. Для характеристики каждого последующего элизионного этапа строится карта наращенных мощностей покрывающих отложений. Условно предполагается, что ток элизионных вод направлен перпендикулярно к изолиниям мощностей от зон максимального прогибания, рассматриваемых как палеопьезомаксимумы, к зонам с минимальными мощностями осадков, относимых к палеопьезоминимумам. Серия подобных карт дает возможность судить о направлении миграции флюидов в водоносном комплексе во

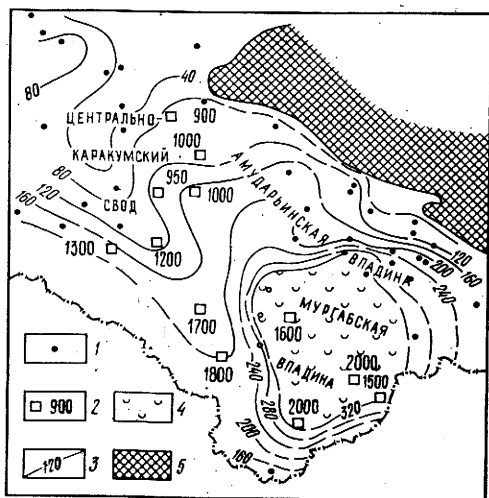


Рис. 7.13. Схематическая карта палеогидроизопьез неоком-аптского нефтегазовоносного комплекса Каракумского бассейна на конец верхнемеловой эпохи (Г. П. Якобсон, Ф. П. Самсонов, Ю. М. Качалов, 1968 г.).

1 — скважины; 2 — условные точки, цифры — глубина залегания кровли комплекса, м; 3 — палеогидроизопьезы, м; 4 — область напора свыше 350 м (главная внутренняя область элизионного питания и создания нагоров бассейна); 5 — область отсутствия отложений комплекса

времени и о гидродинамических условиях района или бассейна подземных вод. Методика составления подобных карт может быть рекомендована лишь на первом этапе исследований для малоизученных территорий.

Карты палеонапоров подземных вод (схематические карты палеогидроизопьез) были впервые построены Г. П. Якобсоном, Ф. П. Самсоновым и Ю. М. Качаловым в 1968 г. для неоком-аптского нефтегазовоносного комплекса Каракумского бассейна (рис. 7.13). Расчет древних напоров вод основан на применении уравнения неустановившегося движения подземных вод в конечных разностях, предложенного Г. Н. Каменским и преобразованного для условий элизионного напорного потока. Приращение напора в элементе пласта за какой-либо отрезок времени рассчитывается по упругому запасу энергии в пласте-коллекторе, создаваемому в процессе уплотнения глинистых пород.

Воссоздание гидродинамических условий на инфильтрационных этапах не менее сложно. Основой для построения гидродинамических систем могут служить палеогеологические карты, составленные к концу денудационного этапа, на которых выделяются зоны инфильтрации и возможные области разгрузки. Существенное значение при этом имеют сведения о палеорельефе и палеоклимате, которые позволяют подойти к определению возможных гидростатических напоров, создаваемых в областях древнего питания водоносных горизонтов. Палеогеологические профильные разрезы дают возможность выявить направление подземного стока и наметить предполагаемые зоны разгрузки и дренажа. О продолжительности и масштабах инфильтрации можно судить по материалам о палеокарсте. На севере Русской плиты М. А. Гатальским в 1957 г. были проведены исследования, в результате которых по мощности развития палеокарста была установлена глубина «промыва» пород инфильтрационными водами, достигавшая в отдельных случаях 200 м.

Все шире используются методы палеогидродинамического моделирования. В. Б. Адиловым, И. К. Гавич, А. М. Овчинниковым был предло-

жен метод палеогидродинамических реконструкций, основанный на создании моделей водонапорной системы для определенных интервалов геологического времени. Моделирование проводилось на аналоговой счетной машине МСМ-1 при палеогидродинамическом анализе сеноманского водоносного комплекса Амударьинской водонапорной системы. Та же методика была использована А. А. Аванесовым и Я. А. Ходжакулиевым в 1971 г. при исследовании палеогидродинамических условий неокоманского водонапорного комплекса Каракумского гидрогеологического бассейна, применительно к бумажным моделям ЭГДА (электрогидродинамическая аналогия).

При изучении условий формирования подземных вод важное значение имеет определение интенсивности водообмена. Расчет показателя интенсивности водообмена на элизионном (ПИЭВ)¹ и инфильтрационном (ПИИВ) этапах гидрогеологической истории может быть проведен по формулам, предложенным А. А. Карцевым в 1962 г.:

$$\text{ПИЭВ} = \frac{V_{\Gamma} \Delta m_{\Gamma}}{V_{\Pi} m_{\Pi}},$$

где V_{Γ} — объем глин (м^3) данного водоносного комплекса (с учетом изменения во времени)², $V_{\Gamma} = S h_{\Gamma}$ (S — площадь распространения водоносного комплекса, м^2 ; h_{Γ} — средняя взвешенная по площади распространения мощность глинистой толщи, м ; Δm_{Γ} — изменение пористости в течение данного этапа (определяется по графику); V_{Π} — объем песчаных коллекторов данного водоносного комплекса; m_{Π} — пористость песчаников (на время расчета).

$$\text{ПИИВ} = \frac{F U \tau_i}{V_{\Pi} m_{\Pi}},$$

где F — поперечное сечение древнего подземного потока, м^2 ; U — скорость древнего потока, м/год ; τ_i — продолжительность инфильтрации, год .

Средняя скорость подземного потока на элизионном этапе U_0 рассчитывается по формуле $U_0 = R/\tau_0$, где R — расстояние от центра бассейна (т. е. участка максимального погружения) до его края, м ; τ_0 — длительность элизионного этапа, год .

Ориентировочно скорость древнего потока может быть определена на основе анализа перепада напоров, выявленных по данным о гипсометрическом положении области питания и зоны разгрузки на схеме гидродинамических условий инфильтрационного этапа развития водоносного комплекса, на палеогидродинамических профильных разрезах и т. п. При отсутствии этих материалов можно воспользоваться величинами скоростей движения вод в аналогичных современных бассейнах, исходя из принципа актуализма. А. А. Карцевым, С. Б. Вагиным, Е. А. Басковым

¹ А. А. Гореловым о соавторах (1982 г.) предлагается номограмма для упрощения расчета объемов элизионных вод.

² Водоносный комплекс — толща осадочных пород определенного возраста, содержащая водоносные пласты или горизонты, обладающие сходными гидрогеологическими условиями.

(1969 г.) предлагается следующий порядок скоростей движения глубоко залегающих напорных вод для основных типов бассейнов:

для горных зон создания напора (например, Терско-Сунженский миоценовый бассейн, бассейны Скалистых гор Северной Америки) 1—10 м/год;

для предгорных платформенных бассейнов с горными зонами создания напора (например, Предкавказье, Западный Узбекистан) 0,1—1 м/год;

для платформенных равнинных или предгорных бассейнов с холмисто-равнинными зонами создания напора (например, Волго-Уральский, Днепровско-Донецкий) 0,01—1 м/год.

Определение интенсивности элизионных и инфильтрационных водообменов и их последовательности во времени имеет существенное значение для понимания процессов нефтегазообразования. На элизионных этапах гидрогеологической истории в результате уплотнения осадков вместе с седиментогенными водами в коллекторы поступают и растворенные в них УВ. Следовательно, чем интенсивнее элизионный водообмен, тем большее количество растворенных УВ участвует в процессах нефтегазообразования. На инфильтрационных этапах происходит преимущественно переформирование скоплений УВ или же их разрушение, связанное с процессами окисления УВ при поступлении в водоносные горизонты метеогенных вод, обогащенных сульфатами и другими окислителями. Поэтому чем выше показатель интенсивности инфильтрационного водообмена, тем в больших масштабах могли протекать процессы разрушения УВ в прошлом.

Определение показателей интенсивности водообмена необходимо и для получения представления о ходе формирования подземных вод водоносных комплексов в течение всей гидрогеологической истории. Следует, однако, отметить, что точность подобных расчетов невелика и они носят ориентировочный характер.

Существенное значение при палеогидрогеологических исследованиях имеет установление интенсивности разгрузки подземных вод в водоносном горизонте в течение геологического времени. Разгрузка подземных вод может быть связана с появлением разломов в осадочной толще земной коры, с эрозионными врезами, размывами пластов и т. д. Для оценки масштабов разгрузки важно установить время заложения разломов, амплитуду нарушения, характер контактов и т. п.

Выяснение масштабов разгрузки может быть связано с расчетом показателя интенсивности водообменов на элизионных и инфильтрационных этапах и определением объемов разгружающихся вод по разломам или в области выхода на поверхность отложений на бортах впадины. Признаками существования древней разгрузки подземных вод могут служить различные жильные образования. Изучение минерального состава жид дает возможность судить о процессах формирования и геологической деятельности подземных вод на различных этапах геологической истории, о сообщаемости различных водоносных горизонтов и масштабах перетоков и расположении очагов разгрузки и дренажа.

Палеогидрохимия

Сложность палеогидрохимических реконструкций заключается в выявлении первичного состава подземных вод бассейна осадконакопления и его последующих изменений в результате элизионных и инфильтрационных водообменов, а также связанных с ними физико-химических процессов. Первые опыты палеогидрохимических реконструкций С. А. Шаголянца (1949 г.), Г. В. Богомолова, Е. А. Барс, Н. И. Буялова и др. (1962 г.) основаны на выделении зон формирования пресных вод в областях суши и зон развития соленых вод преимущественно в морских бассейнах. Б. Ф. Маврицкий в 1962 г., используя данные о составе вмещающих пород, цемента и различных включений, воспроизвел условия формирования пластовых вод мезозойско-кайнозойских отложений Западно-Сибирского бассейна.

Сведения о палеогеографических условиях осадконакопления позволяют установить возможную минерализацию подземных вод, формировавшихся в толще пород. На основе палеогеографических или литолого-фациальных карт строятся палеогидрогеологические схемы, отражающие условия формирования подземных вод в различных палеогеографических обстановках накопления осадков в определенный отрезок геологического времени.

Палеогидрохимические реконструкции, базирующиеся на изучении состава поглощенного комплекса глинистых пород, были проведены И. С. Грамбергом в 1973 г. для терригенных толщ верхнепалеозойских отложений севера Восточной Сибири. В качестве основного показателя при построении палеогидрохимических карт им было принято соотношение щелочных и щелочноземельных элементов в составе поглощенного комплекса. С помощью генетической диаграммы определялись пределы значений молекулярного отношения $(Na^{+} + K^{+}) / (Ca^{2+} + Mg^{2+})$ для отложений вод разных типов и различной солености: морских нормальной солености 0,35—0,6; опресненных вод 0,25—0,35; сильно опресненных вод морских заливов, проливов и лагун 0,20—0,25; солоноватых вод лагун и приморских равнин 0,1—0,2 и пресных вод континента менее 0,1. На карты наносились средние значения отношения $(Na^{+} + K^{+}) / (Ca^{2+} + Mg^{2+})$ в поглощенном комплексе глин каждого изученного разреза. Линии равных значений использовались для разграничения палеогидрохимических зон. Кроме того, при наличии достаточного аналитического материала использовалось при построении палеогидрохимических карт также и молекулярное соотношение карбонатов магния и кальция.

Предложенная Л. А. Абуковой в 1979 г. методика палеогидрохимических реконструкций основана на учете группы природных факторов, влияющих на процесс формирования подземных вод. Прежде всего изучаются литолого-фациальный, палеогеографический и палеогидродинамический факторы, обусловившие исходный состав подземных вод и являющиеся определяющими при выделении объекта исследования, названного автором метода «расчетным объемом». В качестве расчетного объема рассматривается водоносный горизонт или водоносный комплекс (или часть его), характеризующийся однородными литолого-фациальными, палеогео-

графическими и гидродинамическими условиями. Последующие изменения состава и минерализации подземных вод контролируются такими факторами, как температура, давление и влияние инфильтрационного водообмена. В пределах выбранного расчетного объема графическим или аналитическим путем составляются зависимости вида

$$M=f(t), M=f(p) \text{ и } I=f(M),$$

где M — минерализация, г/л; t — температура, °С; p — геостатическое давление, МПа; I — содержание i -го компонента. Подставляя в уравнения значения температуры и давления для любого интересующего нас отрезка времени, получают значения палеогидрохимических параметров, которые наносятся на карты, соответствующие определенному этапу гидрогеологической истории.

Для понимания генезиса подземных вод целесообразно использовать данные по изотопному составу вод. С этой целью изучают соотношения изотопов кислорода ^{18}O и ^{16}O и водорода ^1H и D , получаемых при масс-спектрометрическом и фотонейтронном методах анализа. Э. Дегенс (1967 г.) указывает, что значения коэффициента $\delta^{18}\text{O}$ ($^{18}\text{O}/^{16}\text{O}$) для очень соленых талассогеогенных вод, связанных с нефтяными залежами, мало отличаются от его значений для современной морской воды. Отклонения $\delta^{18}\text{O}$ в сторону отрицательных величин объясняются Э. Дегенсом уменьшением солености, связанным с разбавлением рассолов во время миграции более легкими по составу изотопов метеорными водами или инфильтрацией вод, вызванной изменением геологических условий вследствие поднятия, денудации или других явлений. Полагая, что величина отношения $^{18}\text{O}/^{16}\text{O}$ в воде океана осталась более или менее постоянной, по крайней мере начиная с кембрия, исследованные рассолы Э. Дегенс считает ископаемыми морскими водами.

Для расшифровки происхождения подземных вод может, по мнению Ю. Б. Селецкого, использоваться соотношение изотопов водорода $\text{D}/^1\text{H}$, по величине которого можно разделять воды морского и метеорного генезиса даже при сходном солевом составе.

Данные об изменении концентрации дейтерия при палеогидрогеологических реконструкциях были использованы Л. В. Горбушиной, Н. А. Салменковой и В. Г. Тыминским в 1967 г. при изучении мелового водоносного комплекса Ташкентского артезианского бассейна (рис. 7.14). К инфильтрационным эти авторы отнесли воды с концентрацией дейтерия, равной 0,9 от стандарта (в относительных единицах по сравнению с московским стандартом), или с его молярным содержанием 0,0132 %, к седиментационным — воды с концентрацией дейтерия 1,1 (относительно стандарта) или с максимальным молярным содержанием 0,0162 %. С учетом того, что наиболее высокая концентрация дейтерия в Ташкентском бассейне составляет 1,07, рассчитаны пропорции смещения. Отмечается, что по мере удаления от области питания, расположенной в северо-восточной части бассейна, доля инфильтрационных вод уменьшается и возрастает доля седиментационных.

При изучении условий формирования подземных вод большое значение имеет также определение их абсолютного возраста. Существующие

методы определения абсолютного возраста подземных вод базируются на изучении содержания в подземных водах редких газов и в первую очередь гелия и аргона. Поскольку гелий является продуктом радиоактивного распада, его количество определяет время нахождения подземных вод в породе. При определении абсолютного возраста подземных вод наиболее широко используются следующие формулы: $\tau = (\text{He}/\text{Ar}) 77,1 \cdot 10^6$ лет свободного газа (по В. П. Савченко, 1935 г.), $\tau = (\text{He}/\text{Ar}) 25 \cdot 10^6$ лет и $\tau = (\text{He}/\text{Ar}) 115 \cdot 10^6$ лет соответственно для свободного и растворенного газов (по А. Л. Козлову, 1950 г.)¹.

В приведенных формулах не учитывается в общем содержании аргона примесь радиоактивного аргона, что может вызвать значительные погрешности в расчетах. Однако А. Л. Козлов подчеркивает, что при всех оговорках определение возраста газа по гелиевому методу все же дает важнейший параметр для сопоставления газов внутри одной геологической провинции, для выяснения условий образования и существования газовых месторождений и циркуляции вод в крупных бассейнах. При палеогеологических реконструкциях в сравнительных целях этот метод может быть полезен.

Процессы формирования подземных вод во многом определяются температурным режимом недр. Знание геотермических условий отдельных этапов геологической истории района имеет существенное значение и для нефтегазовой геологии, и в первую очередь для определения направления миграции флюидов и выяснения времени образования скоплений УВ. С этой целью могут быть произведены расчеты палеотемпературы (см. § 3 гл. 6).

§ 7. Использование комплекса гидрогеологических данных для прогнозирования нефтегазоносности и поисков залежей нефти и газа

Возможность использования гидрогеологических показателей в качестве критериев при прогнозе нефтегазоносности крупных регионов, а также при поисках залежей нефти и газа обусловлена той значительной ролью, которую вода играет на всех этапах образования нефти, ее ми-

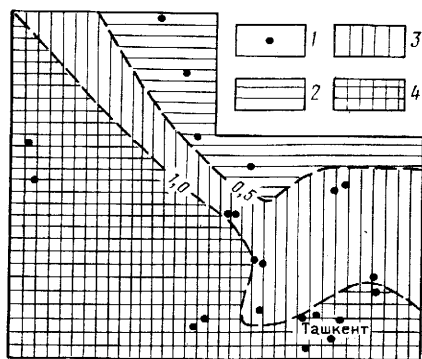


Рис. 7.14. Схематическая карта смешения инфильтрационных и седиментационных вод в Ташкентском артезианском бассейне. По Л. В. Горбушину, Н. А. Салменковой, В. Г. Тыминскому.

1 — скважины; области распространения вод с долей седиментационной воды на единицу инфильтрационной: 2 — менее 0,5; 3 — от 0,5 до 1; 4 — более 1

¹ Часть гелия поступает из мантии, поэтому суммарное его количество будет больше образующегося в осадочной толще, в силу чего точность расчетов снижается.

грации, первичной и вторичной, аккумуляции в залежах и в последующих процессах разрушения уже сформировавшихся скоплений.

Существуют различные классификации гидрогеологических показателей (критериев). Их делят на региональные и локальные, на критерии, характеризующие условия формирования и условия сохранения залежей, на показатели наличия ловушек и наличия залежей нефти и газа (раздельно), а также их фазового состояния и состава. Кроме того, гидрогеологические критерии делятся на современные гидродинамические и гидрохимические, палеогидрогеологические и палеогеотермические и т. д. Гидрохимические критерии, в свою очередь, могут быть разделены на группы показателей — по данным, лежащим в их основе, таким, как изотопный состав вод, ионно-солевой состав вод, микрокомпоненты, ОВ (химико-органические показатели, по М. Е. Альтовскому), растворенные газы (газохимические показатели). Кроме того, в число гидрогеологических показателей включают давление насыщения газов, растворенных в пластовых водах, колебания уровней в водяных скважинах под влиянием изменения атмосферного давления, микробиологические критерии.

В табл. 7.12 сведены известные в настоящее время гидрогеологические показатели.

Большая часть гидрогеологических показателей наличия и состава залежей УВ уже описана в предыдущих параграфах, однако в отношении некоторых из них следует дать дополнительные пояснения. Это касается таких показателей, как: а) наличие ловушек, б) колебания уровней в водяных скважинах под влиянием изменений атмосферного давления, в) давление насыщения растворенных в водах газов, г) состав и количество этих газов, д) гидрохимические аномалии и е) палеогидрогеологические показатели наличия и состава залежей УВ.

Показатели наличия ловушек. Возможность использования гидрогеологических данных в качестве показателей наличия ловушек, где могут накапливаться нефть и газ, обусловлена, во-первых, частой приуроченностью вертикальных перетоков вод из нижележащих пластов в вышележащие к участкам развития положительных структурных форм (купола, антиклинали) и дизъюнктивных нарушений и, во-вторых, экраным действием ловушек, особенно заполненных нефтью и газом, на поток подземных пластовых вод. Эти причины приводят к образованию различных гидрогеологических аномалий, которые и являются показателями наличия ловушек, благоприятных для накопления залежей нефти и газа. Переточные аномалии выявляются главным образом в пластах, находящихся над изучаемым пластом (комплексом), а экранные аномалии фиксируются только в изучаемом пласте.

Для возникновения переточных аномалий необходимо: начальное различие приведенных давлений (напоров) в принимающем и разгружающемся пластах, существование путей фильтрации между пластами и различие составов вод данных пластов. Как правило, формирование положительных структур и дизъюнктивных нарушений сопровождаются образованием микротрещин, нарушениями сплошности слоев и т. д., что создает пути для вертикальных перетоков подземных флюидов. Связь участков вертикальной разгрузки подземных вод с куполовидными под-

нятиями и с зонами разрывных нарушений проявляется в образовании в их пределах положительных гидродинамических, газогидрохимических и геотермических аномалий. Для тех пластов, откуда происходит переток воды, характерны отрицательные гидродинамические аномалии в виде замкнутых пьезометрических минимумов.

Экранные аномалии возникают в пластах с движущимися подземными водами в результате наличия различного вида барьеров (экранов), затрудняющих перемещение этих вод. Такими экранами могут являться местные участки выклинивания или замещения пород-коллекторов неколлекторами, тектонические нарушения и собственно залежи нефти и газа. Подземным водам приходится обтекать экраны, что приводит к более резкому перепаду напоров перед экраном и по боковым его сторонам по сравнению с соседними участками без экранов. Кроме того, в тыловой части экранов образуются зоны относительно застойных условий. В плане на картах гидроизопез все это отражается в виде локальных незамкнутых пьезометрических минимумов. В тыловых застойных зонах обычно сохраняются более древние воды, чем в остальной части пласта. Они отличаются большей минерализацией, более высоким коэффициентом метаморфизации, повышенным содержанием хлоридов. Если экранные аномалии вызваны присутствием залежей нефти и газа, то в водах застойной зоны будет наблюдаться также повышенная газонасыщенность, увеличенное содержание УВ и т. д. (см. § 2).

Связь залежей нефти и газа с переточными аномалиями, соответствующими зонам вертикальной скрытой разгрузки глубинных водоносных пластов, является важной гидрогеологической закономерностью формирования нефтяных и газовых месторождений. В практическом отношении наибольшее значение имеют аномалии по верхним пластам. Они могут быть выявлены неглубоким бурением, в том числе и структурным, и при гидрохимических съемках, т. е. на ранних стадиях геологического изучения района.

Давление насыщения газов, растворенных в подземных водах. В качестве показателя газонасыщенности основное значение имеет разность между пластовым давлением и давлением насыщения водорастворенных газов, т. е. дефицит упругости водорастворенных газов.

Нулевой дефицит упругости, т. е. давление насыщения равно пластовому давлению (или даже превышает его), является однозначным критерием газонасыщенности. В этих условиях в любом приподнятом участке пласта происходит выделение из воды газа в свободную форму и, следовательно, все ловушки могут считаться газонасыщенными.

Если дефицит упругости значительный, воды недонасыщены растворенным газом, то по давлению насыщения водорастворенных газов нельзя делать однозначных заключений о газонасыщенности и нефтегазонасыщенности.

Для бассейнов с недонасыщенными подземными водами большое значение приобретает не непосредственно величина давления насыщения, а характер изменения давления насыщения в разрезе отложений и по площади развития комплексов. Установлено, что региональными закономерностями изменения давления насыщения, прослеженными во всех нефтегазонасыщенных бассейнах, являются: увеличение упругости газа с уве-

Т а б л и ц а 7.12

Гидрогеологические показатели, используемые для прогноза нефтегазоносности и поисков залежей нефти и газа

Показатели	Условия, благоприятные для	
	формирования залежей УВ и обнаружения ловушек	сохранения залежей УВ
Давление насыщения газа, растворенного в подземных водах	>1	—
Палеогидродинамические (режим, темп уплотнения пород, скрытая палеоразгрузка)	Устойчивый элизионный режим; палеопьезомаксимумы и палеопьезоминимумы — показатели скрытой палеоразгрузки и возможных ловушек	Отсутствие водообмена после образования залежи
Современные гидродинамические (режим, условия разгрузки, гидравлические барьеры)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Элизионный режим для формирования первичных (сингенетичных) залежей; ренн-фильтрационный (в древних бассейнах) и постэлизионный (в молодых бассейнах) режим для формирования вторичных залежей 2. Гидродинамические аномалии — пьезоминимумы в отдающих и пьезомаксимумы в принимающих пластах как показатели скрытой разгрузки подземных вод и возможных ловушек 3. Гидравлические барьеры (экраны) разных типов — показатели наличия ловушек 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Весьма затрудненный водообмен, практически застойная обстановка 2. Высокая гидрогеологическая закрытость: малые градиенты напоров вод, удаленность от областей современной инфильтрации 3. Гидравлические барьеры (экраны) разных типов
Палеогидрохимические	Направленное изменение минерализации и состава седиментогенных вод во времени, не нарушаемое длительными перерывами в осадконакоплении	
Современные гидрохимические (ионно-солевой состав, типы вод, минерализация, содержание микрокомпонентов, растворенные ОВ и газы)	Гидрохимические аномалии, указывающие на перетоки вод снизу вверх. При прямом гидрохимическом разрезе — повышение относительно фона минерализации, хлоридно-	Высокая гидрогеологическая закрытость: а) высокая минерализация, высокий градиент минерализации, повышенная степень метаморфизации (пониженные значения

	<p>кальциевый или хлоридно-магниевый типы вод. При инверсионном разрезе — пониженная минерализация, гидрокарбонатно-натриевый или хлоридно-магниевый тип вод, в обоих случаях обогащение микрокомпонентами, ОВ (водорастворимыми битумоидами, УВ, фенолами, органическими кислотами), растворенными углеводородными газами, гелием. В редких случаях перетоков сверху вниз (при формировании залежей) минерализация и типы вод могут изменяться, как при инверсии</p>	<p>rNa/rCl, повышенные $(rCl-rNa)/rMg$ б) бессульфатность в) обогащение вод дейтерием г) отсутствие в составе растворенных газов кислорода, атмосферного азота, большого количества CO_2 биохимического происхождения, повышенное содержание древнего биогенного азота, гелия (He/Ar), иногда древнего сероводорода д) повышенные концентрации брома, йода, стронция, бария (радия), в том случае, если их содержание изменяется параллельно изменению минерализации (и метаморфизации) вод</p>
Современные гидрогеотермические	Положительные гидрогеотермические аномалии как показатель возможной скрытой разгрузки нижних термальных вод	Повышенные геотермические градиенты — показатели наличия теплоизолирующих экранов в разрезе

Показатели	Признаки наличия и состав залежей		
	газа	нефти	конденсата
Колебания уровней в водяных скважинах под влиянием колебаний атмосферного давления и приливно-отливных явлений	Равные амплитуды колебаний	—	—
Давление насыщения газа, растворенного в подземных водах	Увеличение отношения $p_{нас}/p_{пл}$ навстречу движению вод по пласту и вверх по разрезу (к залежи); $p_{нас}/p_{пл} > 1$		

Показатели	Признаки наличия и состав залежей		
	газа	нефти	конденсата
Палеогидродинамические (режим, темп уплотнения пород, скрытая палеоразгрузка)	<p>Быстрые темпы уплотнения</p> <p>Газы сложного состава Малообразованные нефти</p> <p>Замедленное уплотнение</p> <p>Метановые газы Значительно преобразованные нефти</p>		
Палеогидрохимические	<p>Перепады палеоминерализации во времени:</p> <p>а) для залежей в первичном залежании</p> <p>минимальные средние максимальные</p> <p>б) для залежей во вторичном залежании нарушение закономерностей, указанных в п. «а»</p>		
Современные гидрохимические (ионно-солевой состав, типы вод, минерализация, микрокомпоненты, растворенные ОВ и газы)	<p>Понижение величины отношения $\frac{rSO_4}{rCl}$ недонасыщенность вод сульфатами при наличии H_2S, HS^- и др. Рост концентрации дейтерия в водах вблизи залежи. Уменьшение $^{12}C/^{13}C$ при приближении к залежи</p> <p>Гидрохимические аномалии:</p> <p>а) по микрокомпонентам</p> <p>Часто повышенные концентрации йода и ртути</p> <p>Повышенное содержание йода (не всегда), брома (особенно в водах</p> <p>Вокруг залежи оторочка конденсационных вод низкой минерализации, обогащенных ОВ</p> <p>Повышенные концентрации йода, особенно в водах зале-</p>		

	<p>б) по органическим веществам</p> <p>Высокое содержание ОВ, повышенные концентрации летучих фенолов, органического фосфора,</p> $\frac{O_{\text{вод}}^{\text{хл}}}{C_{\text{бит}}} > 15$	<p>хлоридно-кальциевого типа), бора (в водах гидрокарбонатно-натриевого типа), аммония, радия и некоторых микроэлементов — металлов. Пониженные значения коэффициента Cl/Bg, повышенные — Cl/Bg и Ra/M</p> <p>Повышенные концентрации водорастворимых битумоидов, фенолов; $O_{\text{вод}}^{\text{хл}}/C_{\text{бит}} = 4-8$; повышенные значения $C_{\text{бит}}/C_{\text{нелет}}$, $C_{\text{бит}}/N_{\text{общ}}$; есть бензол и его гомологи; могут быть повышенные концентрации органических кислот (жирных, нафтеновых), особенно в водах гидрокарбонатно-натриевого типа. Понижение величины поверхностного натяжения</p> <p>в) по растворенным газам</p> <p>Обогащенность тяжелыми УВ газов значения TU/CH_4, CH_4/N_2)</p> <p>Присутствие H_2S при недонасыщенности сульфатами</p>	<p>жей конденсатов ароматического типа</p> <p>Высокое содержание фенолов, бензола и его гомологов, особенно в водах залежей конденсатов ароматического типа. Повышенные значения $O_{\text{вод}}^{\text{хл}}/C_{\text{бит}} > 10$</p> <p>метанового состава (высокие значения TU/CH_4, CH_4/N_2)</p>
<p>Современные гидрогеотермические</p>	<p>Локальные отрицательные аномалии, связанные с адиабатическим расширением газа</p>	<p>Локальные положительные аномалии</p>	

Примечание. Высокие, повышенные концентрации и значения показателей следует понимать как аномальные относительно определенного гидрохимического фона; каждый район и водоносный комплекс будут иметь свои фоновые и аномальные величины показателей (с учетом вертикальной и горизонтальной зональности).

личением глубины (как в разрезе, так и по площади отдельных комплексов) и увеличение упругости вниз по направлению движения подземных вод. Отклонение от этих закономерностей, т. е. наличие геохимической аномалии при углеводородном составе водорастворенного газа обычно вызвано влиянием залежей, и его можно установить в том случае, когда скважины вскрывают водоносные пласты в области ореола рассеяния УВ вокруг залежей. Так, увеличение давления насыщения по мере уменьшения глубины опробования в разрезе одной и той же скважины указывает на приближение к залежи. Влияние залежей ощущается и в горизонтальном направлении, причем оно затухает на коротком расстоянии навстречу потоку вод и, наоборот, чувствуется на значительно большем расстоянии вниз по движению вод, в тыловой стороне залежи. Важно отметить, что в тыловой стороне увеличение давления насыщения по мере приближения к залежи происходит навстречу потоку вод.

Содержание и состав газов, растворенных в подземных водах. Метановый состав водорастворенного газа при газонасыщенности более 200—300 см³/л является критерием для положительного прогноза нефтегазоносности крупных районов и комплексов. Присутствие помимо метана его тяжелых гомологов, особенно пропана и бутана, указывает на развитие процессов нефтеобразования, так как пропан и бутан поступают в воду из нефти и содержатся только в водах нефтеносных бассейнов. Артезианские бассейны и комплексы, не содержащие залежей нефти и газа, характеризуются водами с небольшим количеством растворенных газов (обычно 50—100 см³/л) преимущественно азотного состава.

Однако при региональной оценке нефтегазоносности по содержанию и составу водорастворенных газов необходимо учитывать два осложняющих обстоятельства. Во-первых, составы водорастворенных газов угленосных и нефтегазоносных бассейнов очень близки друг другу. Это затрудняет конкретное прогнозирование нефтегазоносности районов с залежами каменного угля. Во-вторых, отсутствие УВ в водорастворенном газе и малая газонасыщенность вод необязательно указывают на отрицательный прогноз. Известны случаи существования крупных углеводородных скоплений в геохимически чуждой среде, где они подвергаются разрушению, но еще могут иметь промышленное значение (Газли).

Прогноз залежей возможен в случае, если установлены аномалии, т. е. отклонения, вызванные их влиянием, от регионального (фонового) изменения состава водорастворенных газов в соответствии с геохимической зональностью. Особенно важны такие условия, как увеличение газосодержания и доли гомологов метана по мере уменьшения глубины опробования и при движении навстречу потоку подземных вод. Если же содержание гомологов метана и общее количество растворенных газов увеличивается вниз по потоку вод или с возрастанием глубины, то судить о конкретных перспективных участках затруднительно.

Азот, растворенный в небольшом количестве в водах нефтяных месторождений, имеет главным образом биогенное происхождение. И, наоборот, в водах непродуктивных районов с высоким относительным содержанием азота почти весь азот имеет воздушное происхождение. Для определения доли воздушного и биогенного азота В. В. Белоусов, а за-

тем В. П. Савченко предложили использовать аргон — азотный коэффициент $(Ar/N_2)100$, т. е. соотношение объемных содержаний (в процентах) аргона и азота. Для воздуха $(Ar/N_2)100=1,18$, что в водном растворе (учитывая соотношение коэффициентов растворимости аргона и азота, равное 2,25) соответствует величине $1,18 \cdot 2,25=2,68$. Таким образом, содержание биогенного азота в водорастворенном газе определяется по формуле

$$N_2 \text{ биог} = \frac{Ar \cdot 100}{N_2 \cdot 2,68}.$$

В последнее время доказано, что некоторая часть аргона в подземных водах имеет не воздушное, а радиогенное происхождение. Тем не менее указанная формула в большинстве случаев оказывается полезной.

Гидрохимические аномалии. Гидрохимические аномалии отличаются значительной устойчивостью во времени. В особенности устойчивы гидрохимические аномалии, представленные хлоридно-кальциевым типом вод, который сохраняется, несмотря на довольно частое сильное разбавление разгружающихся рассолов пресными водами.

Если гидрохимическая аномалия обязана своим происхождением процессам разгрузки, осуществлявшимся в недавние времена или продолжающим развиваться, то между верхними и нижними водоносными горизонтами (комплексами) формируется переходная зона с водами промежуточного хлоридно-магниевого типа, водами смешения. Для того чтобы удостовериться в существовании вертикальных перетоков и процессов смешения разнотипных вод, можно использовать модифицированный график смешения вод Малярова — Огильви (рис. 7.15). Если на двух параллельных перпендикулярах, восстановленных к одной горизонтальной линии на некотором расстоянии друг от друга, отложить величины содержания в миллиграммах или процент-эквивалентах на 1 л отдельных ионов вод двух горизонтов — верхнего и нижнего (предположительно отдающего и принимающего), а затем соединить точки, соответствующие одноименным ионам, прямыми линиями, то посередине окажется набор типов вод, могущих образоваться при смешении взятых исходных вод. Прослеживая на графике изменение типов вод при переходе от одного водоносного горизонта к другому, легко убедиться в том, что промежуточным всегда оказывается хлоридно-магниевый тип вод, возникающий тогда, когда хлориды кальция исчезают из раствора в результате взаимодействия с сульфатами или гидрокарбонатами натрия.

Для того чтобы доказать наличие процессов смешения вод разных горизонтов на данном участке, следует отыскать такую воду смешанного состава, данные анализа которой совпадали бы с величинами, отсекаемыми на графике прямыми линиями, на одном из перпендикуляров, восстановленном где-то между исходными.

Если горизонтальную (базисную) прямую на графике, соединяющую исходные перпендикуляры, разделить на отрезки, пропорциональные изменению минерализации на пути от нижней воды к верхней, то минерализация смешанной воды должна примерно совпасть с той, которая

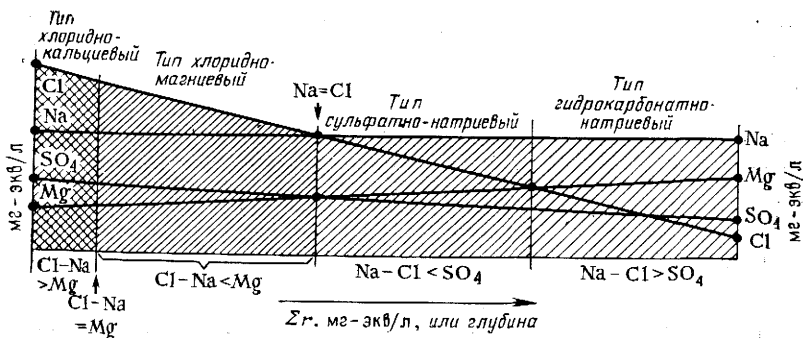


Рис. 7.15. График смешения вод Малярова — Огильви (с дополнениями Е. А. Барс)

обозначена на графике. Если продлить влево и вправо прямые, соединяющие одноименные ионы, то можно получить представление о составе неизвестных ниже и вышележащих вод и их минерализации.

Горизонтальную прямую можно разделить также на отрезки, пропорциональные изменению глубины залегания смешивающихся верхних и нижних вод, что явится дополнительным средством контроля правильности утверждения о наличии вертикальных перетоков вод и идущих процессов их смешения.

Палеогидрогеологические показатели. Палеогидродинамические реконструкции основаны, как сказано выше, на определении количества воды, отжимаемой из уплотняющихся под грузом вышележащих осадков пластичных пород, главным образом глин. Выяснилось, однако, что в зависимости от мощности глин, температурных условий, давления, скорости уплотнения этот процесс протекает разными темпами. Мощные глины уплотняются медленнее и на одинаковых глубинах они окажутся значительно менее уплотненными, чем маломощные. Содержащиеся в них растворы будут подвергаться воздействию высоких температуры и давления в течение более длительного времени. Это обстоятельство можно использовать для прогнозирования состава и степени преобразованности нефтей и газов в их предполагаемых залежах: при быстром темпе уплотнения пород газы будут многокомпонентными, а нефти — мало преобразованными, при замедленном темпе следует ожидать по преимуществу залежи метановых газов и значительно преобразованных нефтей (Н. А. Климанова, 1977 г.).

§ 8. Гидрогеологические исследования на месторождениях нефти и газа

Промысловая классификация подземных вод. Подземные воды в недрах нефтяных и газовых месторождений в промышленной практике подразделяются на три группы: пластовые, тектонические и погребенные (связанные, остаточные). Пластовые и тектонические воды по условиям своего залегания не отличаются от обычных подземных вод и насыщают

полностью поровое пространство пород-коллекторов и полости тектонических нарушений. Погребенные воды встречены в пределах самих залежей, где они насыщают субкапиллярные поры, не занятые нефтью и газом. При разработке газовых и газоконденсатных месторождений проявляются также конденсатные воды, присутствующие в залежах в виде паров воды.

Наиболее распространены пластовые воды. В зависимости от своего пространственного расположения по отношению к залежам они делятся на: а) нижние краевые (контурные), находящиеся в тех же пластах, что и залежи, не полностью подстилающиеся водой; б) подошвенные, находящиеся в подошве залежей, полностью подстилающихся водой; в) промежуточные, приуроченные к водоносным пластам и пропласткам внутри нефтегазонасыщенной толщи, объединенной в один объект эксплуатации; г) верхние краевые, залегающие в том же пласте, что и залежь, но выше нее по восстанию эти воды крайне редки; д) верхние, приуроченные к водоносным пластам, залегающим выше нефтеносного пласта; е) нижние, приуроченные к водоносным пластам, залегающим ниже нефтеносного пласта.

Тектонические воды часто вызывают неожиданное и интенсивное обводнение скважин, расположенных вдали от контура залежи. Продвижение краевых и подошвенных вод является закономерным процессом при разработке залежей в условиях водонапорного режима, но иногда сопровождается нежелательным опережающим прорывом краевых вод по узким интервалам и подтягиванием конусов подошвенной воды. Появление верхних и промежуточных вод обычно вызвано нарушением целостности обсадной колонны и заколонной циркуляцией воды при негерметичности цементного камня.

Систематизация гидрогеологических материалов. На каждом месторождении по мере бурения скважин, опробования пластов, добычи попутной воды накапливается большое количество гидрогеологических данных о пластовом давлении, химическом и газовом составе вод, о температурных условиях продуктивных пластов. Систематизация, обобщение и представление этих данных в наглядной форме способствует эффективному использованию этой информации для решения текущих геолого-промысловых вопросов разведки и разработки месторождений нефти и газа.

Данные о гидрогеологических условиях месторождений делятся на две группы: сведения о начальных гидрогеологических условиях до начала разработки и сведения об изменении гидрогеологических условий в процессе эксплуатации.

Начальные гидрогеологические условия месторождения удобно изображать на типовом гидрогеологическом разрезе, который представляет собой средне-нормальный разрез месторождения, где наряду с геологическими сведениями приводятся данные о химическом и газовом составе вод всех пластов, вскрытых в разрезе, их водообильности, приведенных напорах, температурных условиях. Наибольшую ценность типовые гидрогеологические разрезы имеют для тех месторождений, где состав вод резко меняется по разрезу от пласта к пласту, но сохраняется достаточно стабильным по площади.

Для месторождений, где наблюдается существенное различие гидрогеологических условий по площади, наряду с типовыми гидрогеологическими разрезами, на которых указываются пределы изменений соответствующих показателей, удобно изображать начальные гидрогеологические условия в виде карт, составляемых по характерным пластам. На картах в изолиниях или отдельными значками наносят значения минерализации, содержание характерных компонентов солевого и газового состава и т. д.

Эксплуатация залежей нефти и газа приводит к изменению начальных гидрогеологических показателей. В воде, добываемой попутно с нефтью и газом, изменяется содержание и состав растворенных солей и газов, меняются уровни, температура. Изменение гидрогеологических условий во времени под влиянием эксплуатации наиболее наглядно изображается в виде графиков по отдельным скважинам. В качестве показателей обычно выбирается минерализация воды или характерные компоненты химического состава (содержание сероводорода, сульфатов, гидрокарбонатов и т. д.).

Особо важное значение для разработки нефтяных и газовых залежей имеют графики изменения уровня (давления) в пьезометрических скважинах. На эти графики целесообразно наносить не сами глубины уровня (или абсолютную величину пластового давления), а изменение уровня (давления) относительно его первоначального положения. В сочетании с кривой отбора жидкости из пласта такие графики дают наглядное представление о процессах, происходящих в пластах при эксплуатации, позволяют судить об активности законтурной зоны залежей, определять отток закачиваемой воды при заводнении залежей, оценивать фильтрационные параметры пластов.

Важное значение имеют наблюдения за состоянием уровней в пьезометрических скважинах, вскрывающих пласты выше и ниже нефтеносных пластов, не подвергающиеся разработке. По ним судят о гидравлической сообщаемости смежных пластов, о запасе упругой энергии и т. д.

Для некоторых месторождений, нефти которых насыщены парафином с невысокой температурой кристаллизации, большое значение приобретают геотермические исследования скважин в интервалах продуктивных пластов. Замеры температуры на разные даты наносят в виде геотермограмм на разрезы скважин. Эти материалы позволяют контролировать процессы охлаждения продуктивных пластов при заводнении, устанавливать интервалы прохождения закачиваемой воды, судить о степени выработки пластов и т. д.

Гидрогеологические исследования при разведке и разработке месторождений нефти и газа. Сведения о пластовом давлении (напоре) в водяных (законтурных) скважинах в сочетании с замером пластового давления в газовой или нефтяной залежи позволяют рассчитать высотное положение ГВК или ВНК (см. § 1 гл. V).

Не меньшее значение имеют сведения о пластовом давлении подземных вод или прогнозирования смещения залежей нефти и газа на основе расчета по формуле градиента приведенного давления (см. § 2 гл. VII).

Основное значение на стадии проектирования рациональной разработки имеют гидрогеологические данные об общем характере водонапор-

ной системы (выдержанность пластов-коллекторов, расположение областей питания и разгрузки, пластовое давление, тип водонапорной системы) и материалы об изменении уровня (пластового давления) в водных скважинах-пьезометрах под влиянием отбора нефти (газа) в процессе проведения опытной, а затем и промышленной эксплуатации скважин. Использование этих данных позволяет оценивать взаимосвязь залежей с законтурной водоносной областью пластов, прогнозировать режим залежей, определять запас упругой энергии, выяснять необходимость осуществления мероприятий по поддержанию пластового давления.

Материалы об изменении уровней в скважинах-пьезометрах обрабатываются по формулам подземной гидромеханики, что дает возможность количественно оценить фильтрационные параметры пластов (их проницаемость, коэффициенты гидропроводности и пьезопроводности). Однако даже качественный анализ получаемых данных (поведение уровней в скважинах при отборе нефти из залежи, величина и относительный темп снижения уровней в разных скважинах) чрезвычайно ценен для уточнения геологического строения месторождения и для прогнозирования показателей разработки.

Если разработка месторождения предусматривается с применением закачки воды, то проводятся предварительные гидрогеологические исследования для оценки возможностей использования воды подземных водоносных горизонтов. Особенно важны эти работы в случае дефицита поверхностной воды. На основе предварительной оценки выбираются перспективные горизонты, по которым в дальнейшем проводятся специальные гидрогеологические работы, завершающиеся подсчетом эксплуатационных запасов и расчетом технико-экономических показателей добычи подземной воды.

В период эксплуатации месторождения основное внимание уделяется систематическому отбору и анализу проб попутной воды, добываемой совместно с нефтью (газом). По этим данным, зная состав пластовой воды продуктивных и водоносных горизонтов разреза, а также состав закачиваемой воды, выясняют темп, характер и направление продвижения контурных, подошвенных и закачиваемых вод на разных участках месторождения, определяют аварийные скважины, обводнение которых обусловлено притоками воды из посторонних горизонтов. Сведения о составе попутных вод необходимы также для предотвращения и борьбы с отложениями твердых неорганических солей в скважинах и нефтепромысловом оборудовании, коррозией металлов, сероводородным заражением продуктивных пластов, для выбора эффективных методов геофизических исследований скважин и решения многих других вопросов контроля и регулирования разработки. Кроме того, гидрогеологические материалы имеют решающее значение при использовании подземных вод нефтяных и газовых месторождений для бальнеологических целей, извлечения ценных компонентов и теплофикации.

ГЛАВА 8

ГЕОХИМИЯ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Скопления (залежи, месторождения) нефти и газа содержат полезные ископаемые, существенно различающиеся по составу: разные нефти, разные углеводородные и неуглеводородные газы. Так, по данным М. А. Бестужева (1972 г.), содержание различных индивидуальных УВ в нефтях может меняться в 100 и более раз, например, этилбензола в 160 раз, гептана в 80 раз и т. д. Подобные различия наблюдаются не только между нефтями и газами разных нефтегазоносных провинций и областей, но также и по разрезам месторождений и даже внутри залежей. Изучение различий между нефтями и газами, выявление закономерностей изменения УВ, выяснение причин этих явлений, а также установление геохимических связей между нефтью и газами, с одной стороны, и вмещающими их породами — с другой, составляют содержание геохимии скоплений нефти и газа. Особое значение имеют техногенные геохимические процессы, происходящие при разработке нефтяных и газовых месторождений.

§ 1. Изменение состава нефтей и газов в залежах

Как известно, существует дифференциация нефтей по составу внутри залежей (рис. 8.1). Выделяется несколько типов дифференциации нефтей (рис. 8.2): 1) более или менее равномерное возрастание плотности (и оптической плотности) нефти с глубиной по всей высоте залежи (рис. 8.2, I); 2) заметное возрастание плотности нефти во всем диапазоне глубин внутри залежи, но с сильным ростом градиента изменения плотности в непосредственной близости от ВНК, вплоть до наличия у этого контакта полутвердого асфальтового слоя (рис. 8.2, II); 3) отсутствие заметных различий в свойствах нефти в пределах основной части залежи и наличие асфальтоподобного слоя (до нескольких десятков метров толщиной) у ВНК (рис. 8.2, III); 4) однородность нефти в пределах залежи, отсутствие дифференциации (рис. 8.2, IV); 5) отрицательный пластовый градиент изменения плотности нефти в залежах (рис. 8.2, V), т. е. уменьшение плотности книзу (немногочисленными примерами залежей подобного аномального типа служат залежи, выходящие на дневную поверхность и запечатанные в головных частях пластов асфальто-кировыми пробками); 6) нефти значительно меняются по площади, но без определенных закономерностей или в направлении, не связанном со строением залежи. Залежи третьего, четвертого и шестого типов характерны для платформенных месторождений, а первого и второго типа — встречаются преимущественно в месторождениях складчатых областей.

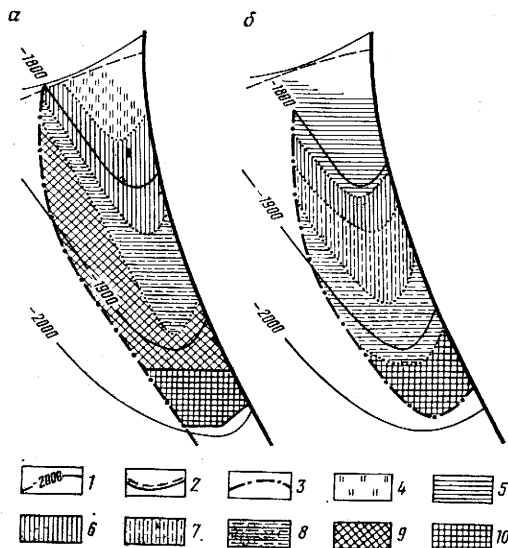


Рис. 8.1. Карты изменения плотности нефти по горизонтам КС-3 (а) и ПК-2 (б) месторождения Гюргяны-море (А. С. Гаджи-Касумов, 1971 г.).

1 — изогипсы кровли свиты ПК, м; 2 — нарушения; 3 — контур нефтеносности; 4 — зоны разной плотности нефтей, кг/м³: 4 — 870—875; 5 — 875—880; 6 — 880—885; 7 — 885—890; 8 — 890—895; 9 — 895—900; 10 — более 905

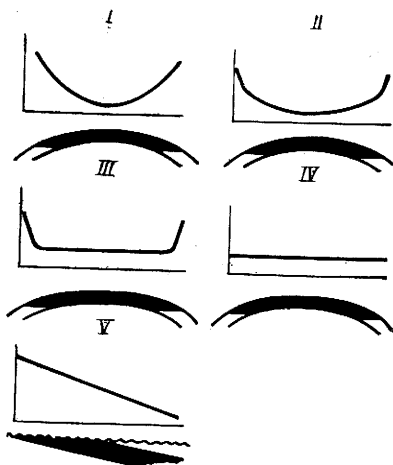
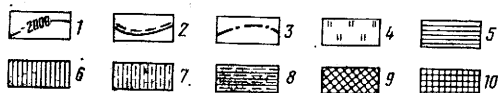
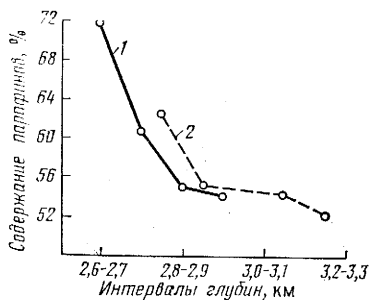


Рис. 8.2. Принципиальная схема типов дифференциации нефтей внутри залежей (А. А. Карцев, 1960 г.).

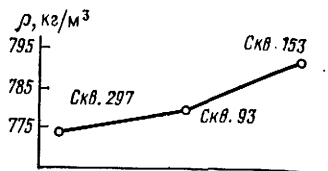
I — равномерное возрастание плотности нефти по высоте залежи; II — то же, со значительным ростом градиента изменения плотности нефти у ВНК; III — отсутствие заметных различий в свойствах нефти в пределах основной части залежи, но резкие их изменения у ВНК; IV — нефть в пределах залежи однородна; V — уменьшение плотности нефти вниз по падению пласта

Дифференциация нефтей внутри залежей обычно выражена тем сильнее, чем больше высота залежи. Изменения нефтей внутри залежи и вблизи ВНК подчинены разным закономерностям. Основной причиной изменения нефтей внутри залежей служит, по-видимому, процесс гравитационной дифференциации нефти (расслоения), механизм которого еще недостаточно раскрыт.

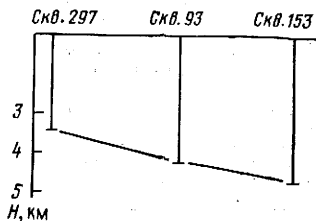
Особенность дифференциации нефтей третьего типа — наличие полутвердого мальто-асфальтового слоя у ВНК — обуславливается гидрогеологическим фактором, взаимодействием нефти с подошвенными водами.



↑
Рис. 8.3. Содержание парафинов в светлых фракциях нефтей залежей горизонтов IX (1) и X (2) месторождения Песчаный-море (А. С. Гаджи-Касумов, 1971 г.)



→
Рис. 8.4. График изменения плотности конденсаторов ρ , получаемых вместе с газом из залежи свиты ПК месторождения Карадаг, по отдельным скважинам (А. С. Гаджи-Касумов, 1971 г.)



Шестой тип обычно связан с литологическим фактором — неоднородностью состава пород в объеме залежи.

Имеются данные о дифференциации нефтей внутри залежей по углеводородному составу. Так, например, в нижних частях некоторых залежей растет содержание нафтенов в легких фракциях нефти и уменьшается количество парафинов в светлых фракциях (рис. 8.3). Е. Ф. Никулентко (1977 г.) для отдельных залежей Припятского бассейна прослеживает дифференциацию и индивидуального состава УВ в нефтях.

Внутри залежей наблюдаются также и некоторые различия в составе газов, хотя изучены они пока сравнительно слабо (гораздо меньше, чем для нефтей). Иногда в газовых залежах в одних частях преобладает азот, в других — метан. В ряде газовых залежей, по данным А. Н. Резникова, достаточно четко, так же как и для нефтей, прослеживается плотностная дифференциация: плотность (связанная с жирностью углеводородных газов) растет книзу, причем тем больше, чем больше высота залежи. Известны значительные колебания внутри залежей концентрации неуглеводородных газовых компонентов, например сероводорода (Оренбургское газовое месторождение).

Дифференциация внутри залежей отмечается также и для газоконденсатов в газовых скоплениях. Так, по материалам И. С. Старобинца и И. П. Чапалы, на месторождениях Средней Азии устанавливается, что при увеличении выхода конденсата от сводовых к приконтурным частям залежей в газоконденсатах в этом же направлении растет содержание ароматических и сернистых соединений, в значительной мере представленных меркаптанами.

При большой высоте залежей (например, в Карадагском месторождении в Азербайджане 1500 м), наблюдаются значительные вариации плотности конденсатов, получаемых вместе с газом. С глубиной их плот-

ность растет, в первую очередь вследствие повышения пластового давления (рис. 8.4).

Изменение свойств нефтей происходит также при разработке залежей в результате как простого перемещения нефти из одной части залежи в другую (в этом случае можно говорить лишь об изменении нефтей, добываемых из определенных скважин), так и некоторых физических и химических процессов, ведущих к изменению вещества. При перемещении нефтей в залежах обычно в присводовых скважинах со временем происходит повышение плотности нефти: поступает более плотная нефть из периферийных частей залежи. Такое явление наблюдается в залежах, где природные различия нефти обуславливаются первым, вторым и отчасти третьим типами дифференциации (а именно эти типы в общем в совокупности преобладают в залежах). При четвертом типе дифференциации изменений вообще не будет, при пятом — наблюдается обратная закономерность (т. е. плотность нефти уменьшается к периферии залежи), при шестом — изменения происходят закономерно (рис. 8.5). Подобные закономерности будут существовать при условии, что при разработке нефть в залежи движется в основном центростремительно, при центростремительном движении процесс в целом должен иметь противоположный характер (что вероятно при режиме газовой шапки, центральном внутриконтурном нагнетании воды и т. п.).

Под действием физико-химических процессов в залежах могут происходить изменения нефти из-за потерь легких фракций при длительной разработке (повышение плотности нефти), окисляющего действия вод (также увеличение плотности), адсорбционной очистки в процессе перемещения нефти по пластам (уменьшение плотности нефти вследствие потерь асфальто-смолистых компонентов) и по некоторым другим причинам.

Заметного изменения нефтей в процессе разработки обычно не происходит в залежах небольшой высоты (т. е. при незначительной дифференциации нефти) или при кратковременном периоде их разработки.

Одним из наиболее изменчивых параметров нефти в пределах залежи является коэффициент светопоглощения (или оптическая плотность), величина которого обуславливается главным образом содержанием асфальто-смолистых компонентов. Коэффициент светопоглощения нефти, определяемый фотоколориметрически, служит лучшим естественным индикатором при контроле за разработкой залежей.

В процессе разработки нефтяных залежей происходят изменения и в составе попутных газов. По данным В. С. Мелик-Пашаева, И. С. Ста-

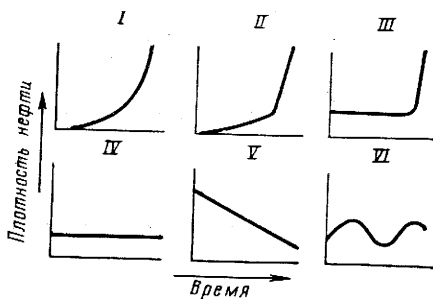


Рис. 8.5. Принципиальная схема изменения плотности нефти в скважинах при разработке залежей для разных типов дифференциации нефти (при центростремительном перемещении нефти). По А. А. Карцеву, 1980 г.

I—VI — типы дифференциации нефти в залежи (см. рис. 8.2)



Рис. 8.6. Изменение плотности конденсата в процессе эксплуатации скв. 13 (ПК, верхняя часть) месторождения Зыря (А. С. Гаджи-Касумов, 1967 г.)

робинца, на месторождениях Азербайджана, Туркмении и других регионов состав газа одного и того же горизонта в процессе разработки (в зависимости от падения пластового давления) меняется в сторону уменьшения содержания метана и увеличения количества гомологов метана и углекислоты, а плотность газа в целом растет.

Для конденсатов наиболее типично уменьшение плотности в процессе разработки залежей на истощение (рис. 8.6). Наблюдаются отклонения от этой закономерности, связанные с изменением отбора конденсата, наличием примеси остаточной нефти (нефти внутри газовой залежи) и примеси нефти из нефтяной оторочки.

§ 2. Геохимические закономерности размещения в месторождениях нефтей и газов различного состава

Размещение нефтей разного состава в месторождениях в основном определяется зависимостью состава нефтей от геолого-геохимических условий их нахождения в прошлом и настоящем, т. е. от возраста и глубины залегания, геотемпературного фактора, состава родоначального ОВ в отложениях литолого-фациальных, гидрогеологических и других условий.

Возраст. Вообще возраст нефти — понятие сложное, нефти обычно представляют собой полихронные образования. Здесь под возрастом нефти условно понимается возраст вмещающих отложений. Свойства нефтей зависят от возраста вмещающих отложений (рис. 8.7). Плотность и оптическая активность нефтей увеличиваются, а выход бензина и содержание твердых УВ уменьшаются от древних к молодым отложениям. Однако подобные зависимости выявляются лишь при учете большого числа залежей нефти и только для наиболее крупных стратиграфических единиц (групп), так как по разрезам месторождений эти закономерности затушевываются влиянием глубин залегания нефтей. Анализ группового углеводородного состава дистиллятов нефтей различных нефтеносных провинций СССР показал, что содержание парафиновых УВ в палеозойских нефтях составляет не менее 30 %, тогда как в кайнозойских и мезозойских оно может быть и больше и меньше этого количества (рис. 8.8). Материалы М. А. Бестужева (1972 г.) и Х. Смита (1971 г.) подтверждают эту закономерность.

Глубина. С увеличением глубины залегания плотность нефтей уменьшается, содержание в них легких фракций увеличивается (влияние воз-

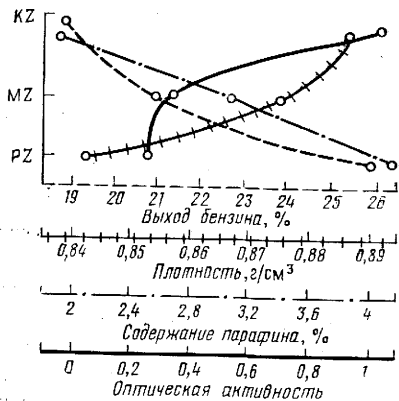


Рис. 8.7. Зависимость свойств нефтей от возраста вмещающих отложений (Н. Б. Васюкович, Г. А. Амосов, 1954 г.)

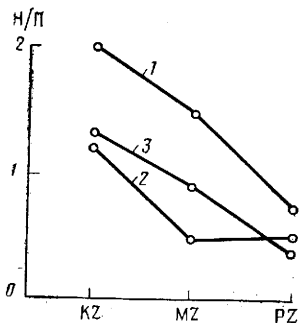


Рис. 8.8. Зависимость величины отношения содержаний нафтеновых и парафиновых УВ (H/П) для нефтей и бензинов от возраста вмещающих отложений (А. А. Карцев, 1960 г.).
1 — нефти; 2 — бензины; 3 — легкие бензины

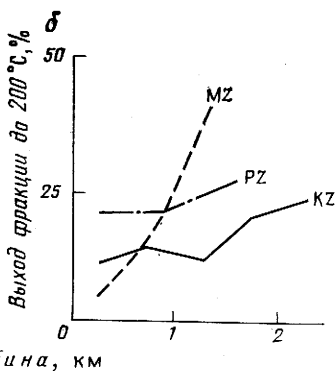
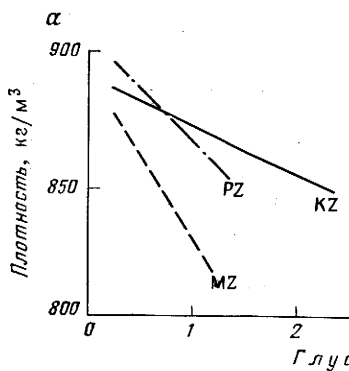
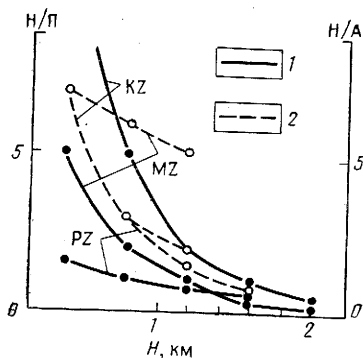


Рис. 8.9. Зависимость плотности (α) и выхода легких фракций (β) от глубины залегания нефтей СССР (более 300 залежей) от глубины залегания пород кайнозоя, мезозоя и палеозоя (А. А. Карцев, 1958 г.)

Рис. 8.10. Зависимость углеводородного состава нитей от глубины залегания пород кайнозоя, мезозоя, палеозоя (А. А. Карцев, 1960 г.).

Отношение содержаний: 1 — нафтеновых и парафиновых УВ в нефтях (H/П); 2 — нафтеновых и ароматических УВ в лигроиновой фракции нефтей (H/A)



раста исключается) (рис. 8.9). Аналогичная зависимость плотности нефтей от глубины была установлена и для нефтей США Дж. Мак-Набом, П. Смитом, Р. Беттом и др.

С глубиной залегания, независимо от возраста, уменьшается величина отношения содержаний нафтеновых и парафиновых УВ (рис. 8.10). Та же закономерность прослеживается и с увеличением возраста вмещающих отложений независимо от глубины. Ясно видно, что влияние возраста и глубины не зависят одно от другого, но оба ведут к различиям нефтей одного и того же характера.

Зависимость состава нефтей от глубины залегания обнаруживается также и при рассмотрении разрезов отдельных месторождений. В подавляющем большинстве случаев с глубиной по разрезу месторождений уменьшается плотность нефтей, содержание в них смол и серы, суммы циклических УВ, увеличивается выход легких фракций, содержание парафиновых УВ. В качестве примера можно привести хорошо изученные месторождения Старогрозненское и Октябрьское, на базе материалов которых Н. Б. Вассоевичем и Г. А. Амосовым составлена схема изменения нефтей в осадочном чехле (рис. 8.11).

Изменение состава нефтей в зависимости от глубины залегания происходит под действием различных факторов — гипергенеза (осмоление и другие процессы), катагенеза (деполимеризация), миграционных процессов (уход легких фракций из верхних горизонтов). Изменение же состава нефтей в зависимости от возраста, поскольку оно не связано с глубиной залегания, отражает катагенетические преобразования и, возможно, в какой-то степени эволюцию органического мира.

Немногочисленные случаи увеличения плотности, смолистости, сернистости нефтей, выхода легкокипящих фракций вниз по разрезу месторождений (например, в Азербайджане, Калифорнии) объясняются, по видимому, перетоком относительно более легких фракций нефтей в верхние горизонты и сохранением их там.

Примером типичного изменения химического состава газов по разрезу может служить распределение газов в многопластовом газовом месторождении Газли (табл. 8.1). Как видно из табл. 8.1, вниз по разрезу неуклонно возрастает жирность газа. Данная закономерность вряд ли может связываться с возрастом, так как все горизонты находятся в пределах одной (меловой) системы.

Газы газонефтяных залежей (попутные газы) вниз по разрезу многопластовых месторождений также становятся обычно жирнее (рис. 8.12). Зависимость подобного рода объясняется изменением нефтей по разрезу — увеличением в них количества низших парафинов: чем больше парафинов содержит бензин, тем жирнее газ¹. В ряде случаев наблюдается изменение с возрастом и глубиной отношения содержаний в газах нормальных и разветвленных УВ (увеличение).

Новейшие данные указывают на тенденцию роста доли неуглеводородных компонентов в газовых (и нефтегазовых) залежах на больших

¹ *Прим. ред.* Это справедливо, но еще более резко сказывается обратная (регрессивная) растворимость тяжелых УВ в газе при повышении давления (см. гл. 3).

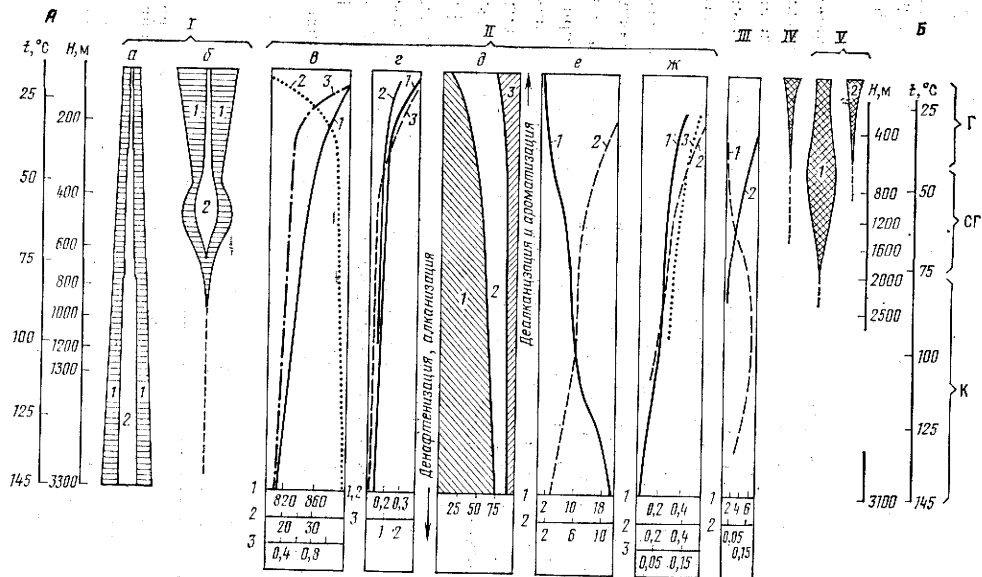


Рис. 8.11. Принципиальная схема изменения нефтей в литосфере. По Г. А. Амосову и Н. Б. Вассовичу (1960 г.) с изменениями.
 А, Б — районы соответственно с аномальным (высокотемпературным) и нормальным геотермическим режимом; зоны: Г — собственно гипергенеза (анаэробное и аэробное окисление); СГ — скрытого гипергенеза (анаэробное окисление); К — катагенеза.
 I — газы: а — углеводородные (1 — метан; 2 — гомологи метана); б — кислые (1 — углекислый газ; 2 — сероводород); II — состав и свй-поляризации дистиллятом), г — акцессорные элементы в нефти (1 — сера, %; 2 — азот, %; 3 — кислотность, мг КОН на 1 г нефти), д — групповой состав нефти, % на дистиллятную часть (1 — парафины; 2 — нафтены; 3 — арены), е — содержание твердых УВ, % (1) и сумма силикагелевых смол и асфальтенов, % (2); жс — зольные элементы нефти (1 — никель, 10^{-3} %; 2 — ванадий, 10^{-3} %; 3 — отношение содержания никеля и ванадия); III — воды: 1 — концентрация сульфат-иона, мг-экв/л; 2 — содержание органических кислот, %; IV — потери легких компонентов нефти; V — микроорганизмы: 1 — анаэробные; 2 — аэробные

Состав газов месторождения Газли, %

Горизонты	Глубина, м	СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	С ₄ Н ₁₀	С ₅ Н ₁₂ +высш.	Н ₂ +инерт.	СО ₂
IX	800	94,7	1,1	0,2	0	0	3,1	0,7
X	1000	95,0	1,7	0,4	0,14	0,38	1,8	0,6
XI	1100	93,9	2,2	0,59	0,1	0,36	2,3	0,5
XIa	1200	94,1	2,32	0,61	0,19	0,35	1,95	0,44
XII	1300	93,9	2,48	0,44	0,15	0,49	2,15	0,35
XIII	1400	93,04	2,82	0,60	0,21	0,42	2,19	0,59

глубинах (более 3—4 км). Там, где в разрезе есть сульфатные породы, газы содержат много сероводорода (до 40 %), где имеются большие массы карбонатных пород — до 30—40 % углекислого газа. Существенно углекислый характер очень многих скоплений газа в наиболее глубоких частях нефтегазоносных бассейнов наблюдается и в других случаях (влияние метаморфизма и т. п.).

Температура. Зависимость состава нефтей и газов от глубины залегаания может быть в существенной мере результатом влияния температур, современной и древней (палеотемпературы). В табл. 8.2 приведены данные об углеводородном составе нефтей СССР в отложениях, претерпевших в течение геологической истории воздействие различных по величине максимальных палеотемператур, определенных на основе углепетрографических исследований (методом И. И. Аммосова и др.). Можно заметить, что по мере роста максимальной палеотемпературы в нефтях повышается доля парафинов и снижается содержание наftenов. При наибольшей температуре существуют только газовые залежи. Эти закономерности отвечают катагенетическому направлению изменения нефтей.

Состав сингенетического ОВ нефтегазопроизводивших пород. К. Ф. Родионовой было проведено одно из первых сопоставлений углеводородного

Таблица 8.2

Связь состава нефтей с палеотемпературой пород
(А. А. Карцев, 1976 г.)

Максимальная палеотемпература, °С	Дистиллят нефти		Светлая часть нефти (выкипает до 300 °С)		Лигроиновая фракция
	Н/П	$\frac{Н+А}{П}$	Н/П	$\frac{Н+А}{П}$	$\frac{А+П}{Н}$
<75	1,5	2,0	—	—	1,5
75—100	0,5	1,0	0,9	1,2	3,2
100—125	0,25	0,6	0,5	0,8	5,6
125—150	0,2	0,3	0,3	0,4	8,1
150—175	—	—	0,2	0,4	3,3
>175	0	0	0	0	—

Примечание. Н, П, А — содержание соответственно наftenов, парафинов и аренов во фракциях нефтей.

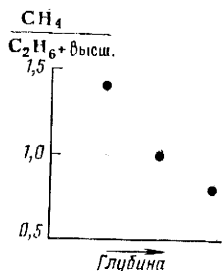


Рис. 8.12. Изменение сухости газов по разрезу нефтяного месторождения Избаскент (А. А. Карцев, 1958 г.)

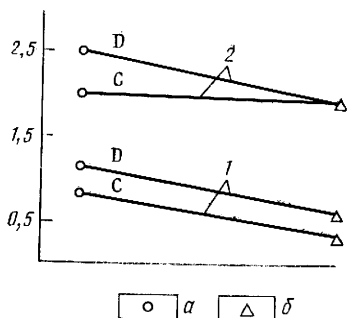


Рис. 8.13. Углеводородная характеристика нефтей и битумоидов палеозойских пород девона и карбона Среднего (а) и Нижнего (б) Поволжья. По К. Ф. Родионовой. Соотношения: 1 — содержания парафинов и нафтенов в керосиновых фракциях нефтей, 2 — количества углерода в парафиновых цепях и нафтеновых кольцах в УВ из ОВ пород

состава нефтей и сингенетичного ОВ в породах палеозоя Волго-Уральской провинции (рис. 8.13). Выяснилось, что отношение содержаний парафиновых и нафтенно-ароматических УВ в массах сингенетичных битумоидов пород составляет 2,8 (девон) и 1,3 (карбон), нефтей — соответственно 3,8 и 0,64, т. е. парафино-нафтеновых УВ содержится больше и в автохтонных битумоидах пород и в нефтях одного и того же возраста; то же относится и к величине соотношения парафиновых и нафтеновых структур. Аналогичная закономерность отмечена Н. А. Еременко. Эти факты имеют принципиальное значение и говорят о том, что тип нефти существенно зависит от типа исходного ОВ¹.

§ 3. Геохимические процессы изменения нефтей и газов

Геохимические закономерности размещения нефтей различного состава в недрах обусловлены главным образом геохимическими процессами превращения, происходящими как с нефтеобразующими веществами в осадочных образованиях (до формирования залежей), так и с нефтями в залежах. Из процессов, формирующих и изменяющих состав нефтей, основное значение имеют: термические и термokatалитические процессы, окисление, осернение, дифференциация (физическое фракционирование).

Термокatalитическое и термическое превращение нефтеобразующих ОВ и нефтей усиливается по мере погружения осадочных толщ, увеличения глубины залегания и температуры, т. е. в основном привязано к стадии катагенеза (катагенетическое превращение). Главным содержанием катагенетического изменения ОВ (включая нефти) являются деполимеризация и дециклизация, образование легких фракций; в результате пере-

¹ Прим. ред. В работах Н. А. Еременко, опубликованных в 1962 и 1968 гг., подчеркивается однонаправленность превращений нефтей и ОВ пород во времени.

распределения водорода параллельно происходит и обогащение углеродом остающихся в породах высокомолекулярных органических компонентов.

Катагенетическое превращение УВ изображается А. А. Карцевым (1951 г.) в виде следующей схемы: $C_{m+n}H_p \rightarrow C_mH_q + C_nH_{p-q}$ при $q > (p-q)$, где вещество C_mH_q в конечном счете может перейти в газовую фазу (в пределе $m = 0$, т. е. может стать чистым водородом, однако в действительности процесс в основном не заходит далее образования метана, для которого $m = 1$); вещество C_nH_{p-q} может перейти в твердую фазу (в пределе $p = q$, т. е. стать чистым углеродом, графитом). Следовательно, термическое превращение ОВ завершается прекращением существования жидких веществ с распадом их на газ (метан) и твердые минералы (графит).

При катагенезе идет также обеднение нефтей неуглеводородными компонентами, в частности обессеривание.

Окисление потенциально нефтеобразующих ОВ и нефтяных УВ и их производных, в отличие от термokatалитических изменений, связано со стадиями диагенеза и гипергенеза. Оно может идти за счет как свободного кислорода (аэробное окисление), так и связанного кислорода сульфатов и некоторых других соединений (анаэробное окисление). Процессы окисления ОВ обычно имеют биохимический характер, поэтому в последние годы окислительные изменения нефтей получили название *биодегградации*. При биодегградации, согласно новейшим данным, происходит относительное уменьшение содержания парафинов, особенно нормальных, затем нафтенов и остаточное накопление ароматических и смолисто-асфальтовых компонентов [73].

Осернение нефтей, нефтеобразующего ОВ и нефтяных УВ тесно связано с их окислением за счет кислорода сульфатов и идет также главным образом на стадиях диагенеза (будущее нефтеобразующее ОВ) и гипергенеза (нефти в залежах). Источником серы, участвующей в этих процессах, являются сульфаты. При взаимодействии между УВ (и некоторыми другими органическими соединениями) и сульфатами образуются гидросульфиды и сульфиды, в том числе сероводород. Последний может непосредственно реагировать при определенных условиях с некоторыми УВ либо, окисляясь, давать свободную серу, реакция которой с УВ идет еще легче. В результате возникают серосодержащие компоненты нефти.

Ряд изменений в составе нефтей происходит в результате процесса *физико-химической дифференциации* компонентов при миграции. К числу таких процессов относится и гравитационная дифференциация внутри отдельных залежей.

Минеральные новообразования в породах, связанные с геохимическим воздействием УВ. Среди твердых неорганических новообразований в осадочной толще, возникающих при действии УВ, наиболее распространены восстановленные формы серы и железа. Из числа серосодержащих веществ основное значение имеют свободная сера и сульфиды (главным образом сульфиды железа).

Свободная сера и сульфиды железа образуются при взаимодействии УВ с сульфатами, а также в сопутствующих процессах. Непосредственно при взаимодействии УВ и сульфатов образуется сероводород, который

вступает в реакцию с оксидом (гидроксидом) железа (III), образуя сульфиды железа. Новообразования сульфидов железа возникают обычно вблизи нефтяных залежей, главным образом в зонах ВНК. Известны случаи, когда в пределах нефтяной залежи наблюдается высокое содержание пирита, а на удалении от залежи — он отсутствует. Крупные кристаллы пирита особенно часто встречается в зоне ВНК. В минералогическом отношении характерными признаками такого пирита (образующегося при криптогипергенезе) служат: хорошая сохранность кристаллов, псевдоморфозы по другим минералам и т. п. Кроме пирита, по данным Н. Ю. Якубовской, могут образовываться пирротин и марказит.

Помимо сульфидов железа продуктом окислительно-восстановительных процессов с участием УВ являются сульфиды меди, цинка, свинца, ртути и др. С влиянием УВ иногда связано и возникновение в осадочной толще скоплений различных сульфидных руд, в том числе промышленного.

При избытке оксида железа (III) сероводород может окисляться до свободной серы. Эта реакция приводит к образованию серы в минералогических количествах. Месторождения серы могут формироваться при наличии молекулярного кислорода, образование которого связано с притоком вод инфильтрационного происхождения. При особенно интенсивном развитии процесса могут возникать месторождения элементарной серы. В таких случаях сера представляет собой частично разрушенную «шляпу» нефтяного или газового месторождения. К этому типу относятся многие серные месторождения в США (Галф-Кост), СССР (Шорсу, Гаурдак).

При окислении серы может образоваться вторичный гипс. Этот гипс отличается от обычного по изотопному составу серы.

Помимо элементарной серы и сульфидов под влиянием УВ и при воздействии сероводорода на оксид железа (III) в породах возникает также оксид железа (II) в виде магнетита, глауконита, шамозита. Взаимодействие оксида железа (II) и углекислоты может дать карбонат железа — сидерит. Скопления криптогипергенетических новообразований сидерита отмечались в нефтеносных песчаниках в ряде районов.

К минеральным новообразованиям, возникающим под геохимическим влиянием УВ, могут относиться и карбонаты кальция, отличающиеся от карбонатов другого генезиса изотопным составом углерода. Новообразованные карбонаты могут полностью или частично зацементировать поры коллектора в зоне ВНК, образовав вокруг нефтяной залежи непроницаемую или полупроницаемую оторочку (такая оторочка частично может состоять также из продуктов неполного окислительного преобразования самой нефти). Ширина таких зон вторичной кальцитизации, по данным В. Ф. Козлова, опубликованным в 1974 г., достигает многих сотен метров.

Детальная геохимическая и минералогическая характеристика парагенезиса, включающего окисленную нефть, свободную серу, кальцит, вторичный гипс и участвующие в процессах взаимодействия этих веществ микроорганизмы, получена Р. Сассеном [73] с помощью электронографии.

Есть данные Г. Э. Прозоровича и других исследователей об окремнении (окварцевании) пород в водоносной зоне, примыкающей к ВНК, что может быть следствием разложения силикатов под влиянием углекислоты, выделяющейся при окислении УВ.

**ФОРМИРОВАНИЕ И РАЗРУШЕНИЕ СКОПЛЕНИЙ
НЕФТИ И ГАЗА****§ 1. Общие понятия о миграции нефти и газа
и формировании их скоплений**

Формирование скоплений нефти, газа и газоконденсата — это совокупность природных процессов концентрации в породах УВ из рассеянного состояния, массового перемещения и аккумуляции их в ловушках с образованием залежей, месторождений или ассоциаций последних. Обособляются следующие этапы: образование (генерация) УВ из ОВ, их эмиграция из материнских пород, собирательная миграция в породах-коллекторах, аккумуляция (накопление), переформирование (перераспределение) первичных залежей и последующее разрушение залежей или залежей и ловушек одновременно, которое может сопровождаться формированием месторождений твердых битумов. Совокупность процессов генерации, аккумуляции и консервации УВ в земной коре нередко объединяют в понятие онтогенез нефти и газа (И. В. Высоцкий, В. Б. Оленин) или цикл нефтеобразования (Н. А. Еременко, С. П. Максимов).

Отдельные этапы процесса могут прерываться во времени, затухать или возобновляться, быть редуцированными или перекрывать друг друга, а углеводородные системы испытывать при этом дифференциацию, т. е. разобщение по составу и количественному соотношению фаз. В результате масштабы нефте- и газонакопления (запасы) в разных геологических зонах и участках оказываются неодинаковыми. Наблюдаемые различия в масштабах углеводородных скоплений и их фазово-генетическая неоднородность являются следствием общей неравномерности нефтегазонакопления в земной коре. Нефть и газ не заполняют сплошь и равномерно все пространство земной коры. Залежи нефти и газа, различаясь по величине запасов и фазовому состоянию, рассредоточены в земной коре по вертикали и в латеральном направлении вследствие разобщения их крупными литосферными блоками, минерально-породными массами, любого рода неоднородностями и деформациями пород, литологическими и гидравлическими экранами и барьерами. Следствием этого всеобщего закона прерывистости пространственного распространения нефти и газа в земной коре является неравномерность пространственного размещения запасов.

На разных участках и в разрезе отложений неравномерность формирования скоплений проявляется по-разному: 1) наличием «пустых» ловушек, зон и крупных геоблоков, не заполненных нефтью или газом, 2) частичным или, наоборот, полным до замка насыщением природной емкости ловушек УВ, 3) концентрацией основных запасов УВ в немногих крупных ловушках или зонах нефтегазонакопления и рассредоточением остальных

Факторы нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции
(В. А. Клубов, 1980 г.)

Факторы неравномерности размещения запасов нефти и газа, определяющие масштабы нефтегазоаккумуляции	Факторы фазовой дифференциации скоплений УВ, определяющие качество запасов
<p align="center">Геологические</p> <p>Режимы тектонических движений, масштабы и скорости осадконакопления</p> <p>Физико-коллекторская дифференциация разреза отложений</p> <p>Продуктивная емкость ловушек и их ассоциаций</p> <p>Степень сохранения скоплений УВ</p> <p align="center">Гидродинамические</p> <p>Режимы пластовых вод</p> <p>Качество и устойчивость литологических и гидравлических экранов и барьеров</p> <p align="center">Геохимические</p> <p>Фашиально-генетический тип (состав) исходного рассеянного ОБ и величина нефтегазоматеринского потенциала пород</p> <p align="center">Термобарические</p> <p>Величина генерационного потенциала УВ</p>	<p align="center">Термобарические</p> <p>Изменение пластовой температуры, давления и удельного объема флюидов</p> <p align="center">Геохимические</p> <p>Вертикально-глубинная и латеральная дифференциация УВ в процессах катагенеза исходного рассеянного ОБ</p> <p>Фашиально-генетический тип (состав) исходного ОБ</p> <p align="center">Геологические</p> <p>Режимы тектонических движений</p> <p>Геологическая длительность и интенсивность процессов катагенеза исходного ОБ</p> <p>Время формирования ловушек</p> <p align="center">Гидродинамические</p> <p>Степень гидравлической устойчивости и герметичности ловушек</p> <p>Миграционно-аккумулятивные процессы и фазовая дифференциация скоплений УВ при их формировании и перестроении</p>

запасов в многочисленных мелких ловушках, 4) чередованием ловушек, по-разному насыщенных УВ, и водоносных и их ассоциаций в разрезе отложений, 5) неодинаковым распределением запасов между обширными ареалами нефтегазоносности (бассейнами, провинциями) или их частями и литолого-стратиграфическими комплексами внутри последних, 6) таким же избирательным, но уже по фазовому состоянию распределением запасов нефти, газа, газоконденсата, их смесей и твердых дериватов в залежах, месторождениях, зонах и бассейнах как латерально, так и по глубинам залегаания.

Неравномерность формирования скоплений УВ обусловлена комплексом факторов, меняющимся на разных этапах (табл. 9.1). Величина запасов нефти и газа в ловушках или в их регионально-пространственных ассоциациях зависит от масштабов проявления факторов нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции и от их интенсивности и взаимной направленности. В результате первоначальной аккумуляции и последующего перестроения скоплений УВ залежи нефти и газа занимают фиксированные позиции в отношении крупных и мелких элементов тектонического районирования земной коры — геоблоков, структур и т. д. и ее регионально-этажных подразделений — формаций, литолого-стратиграфических комплексов, толщ, пачек и слоев.

Учение о формировании скоплений нефти и газа, находясь в неразрывной связи с проблемой происхождения УВ и условиями пространственного размещения их залежей и месторождений, составляет научную базу геологоразведочных работ на нефть и газ. Практическими задачами исследования условий формирования скоплений являются обоснование и прогнозирование масштабов нефтегазонакопления (величины запасов нефти и газа) в разных геологических обстановках и качества (фазово-генетической дифференциации) скоплений УВ в этих обстановках, включая скопления твердых битумов.

Любые перемещения воды, нефти и газа в земной коре под действием природных сил, т. е. миграция флюидов в природных пористых средах сопровождается физико-химическим взаимодействием минеральной среды и флюидов и фазовыми превращениями последних вследствие изменчивости геологической и термодинамической обстановки недр. В общем виде процесс миграции определяется физико-химическим состоянием мигрирующих веществ, силами, вызывающими их перемещение, и наличием путей миграции.

Основываясь на представлениях о биогенном происхождении нефти, различают два взаимозависимых вида миграции нефти и газа: первичную и вторичную. Первичная миграция представляет собой процесс перемещения наиболее подвижных газообразных и жидких углеводородных и неуглеводородных компонентов преобразующегося исходного ОВ в слабопроницаемых тонкодисперсных породах и эмиграции их в проницаемые породы-коллекторы. Вторичная миграция состоит в последующем передвижении нефти и газа в водонасыщенных природных резервуарах, приводящем к формированию (аккумуляции) и переформированию их промышленных скоплений. Основную роль во вторичной миграции играет фильтрация нефти и газа в непрерывной фазе. Близки к названному понятию о внутриврезервуарной и внерезервуарной миграции, введенные И. О. Бродом, Н. А. Еременко в 1953 г. Последним видом миграции предусматривается перемещение нефти и газа по разломам или непосредственно сквозь чередующиеся толщи проницаемых и плохо проницаемых пород, что также может приводить к рассеянию скоплений УВ и их разрушению или же к образованию жильных месторождений битумов.

Геологический аспект исследования процессов миграции природных флюидов заключается в анализе путей, направлений, масштабов перемещения нефти и газа, времени и скорости (а также длительности) формирования их скоплений. Последние два вопроса выделены в самостоятельный раздел настоящей главы (см. § 4).

Пути миграции в природных условиях является вся масса слабопроницаемых пород и хорошо проницаемых пород-коллекторов, а также локализованные каналы — разломы растяжения, трещины и зоны повышенной трещиноватости, плоскости напластования и несогласного залегания пород, сутурные поверхности (стилолитовые швы) и т. п. Соответственно различают виды субкапиллярной, поровой, трещинной, трещинно-поровой и поверхностно-межпластовой миграции. Вследствие структурно-текстурной и тектонической неоднородности пород миграция может носить

рассеянный (особенно в плохо проницаемых породах), потоковый (непрерывная фаза в проницаемом пласте), плоскоструйный (по разлому) или узкоструйный (в цепи антиклиналей) характер. Понятие о струйной миграции введено В. П. Савченко в 1955 г.

По направлению движения выделяют: л а т е р а л ь н у ю (б о к о в у ю) миграцию, происходящую в пределах проницаемого пласта-коллектора по восстанию, падению или простиранию в зависимости от векторов-градиентов пластовых вод, от подошвы к кровле пласта, и вертикальную миграцию по стратиграфическому разрезу — по разломам, трещинам, литологическим «окнам», зонам прорыва покрышек или сквозь чередующиеся толщи проницаемых и плохо проницаемых пород. В конкретной природной обстановке преобладают смешанные виды миграции, особенно в условиях смены региональных наклонов пород и развития разломов.

По масштабам движения УВ различают: л о к а л ь н у ю м и г р а ц и ю , вызывающую образование одного месторождения нефти и газа и ограниченную структурной или любой другой формой этого месторождения, и региональную миграцию, приводящую к формированию одной или многих зон нефтегазоаккумуляции разного генетического типа внутри нефтегазоносного бассейна.

Геологический аспект исследования процессов миграции переплетается с термодинамическим, поскольку речь идет о связи движущих сил миграции с геологическими явлениями. В связи с этим обсуждаются агенты переноса, состояние флюидов, факторы и формы перемещения нефти и газа в изменяющихся геологических, гидравлических и термодинамических обстановках.

Одним из основных природных агентов переноса УВ при миграции считают воду. В связи с этим А. Е. Гуревич предлагает различать п а с с и в н у ю м и г р а ц и ю — перенос подземными водами растворенных или диспергированных в них УВ и а к т и в н у ю — движение в водонасыщенных горных породах самостоятельной углеводородной фазы. То же различие применимо и к двухфазовой системе нефть—газ. Если агентом переноса служит нефть, то формирующаяся непрерывная газовая фаза может оторваться и опередить ее. В случае растворения нефти в сжатом газе перемещается однородный углеводородный раствор.

О физическом состоянии УВ на путях миграции у исследователей существуют разноречивые суждения, основанные на теоретических представлениях, промысловых, полевых наблюдениях и некоторых лабораторных экспериментах. Признаются вероятными следующие состояния УВ:

молекулы (истинные растворы) или молекулярные агрегаты (мицеллярные растворы) газообразных и жидких углеводородных и неуглеводородных компонентов ОВ в момент выделения из последнего (битуменов, «микронепти» и т. п.);

поток отдельных молекул УВ, диффундирующих сквозь водную и мигральную среду;

истинные растворы УВ (нефти, газа) в воде;

коллоидные водные растворы нефти и газа;

нефть, растворенная в углеводородном газе;

дисперсно-рассеянные в воде (свободная фаза) молекулярные пленки, капли нефти и пузырьки газа, эмульсии и пены;

обособленная в воде непрерывная нефтяная, газовая или газонефтяная фаза значительного протяжения и объема в форме струй и потоков.

Подземные воды, несущие УВ, представляют собой природные растворы разной минерализации. Органические вещества, УВ, нефть и газ, находясь изначально в минерализованных природных водах или поступаая в них извне, образуют с ними многокомпонентные растворы, а также взвеси, состоящие из многих жидких, газообразных и твердых фаз. Вследствие физико-химического и контактно-фазового взаимодействия УВ находятся в природных растворах в растворенной (истинные или коллоидные растворы), свободной или сорбированной (минералами, ОВ) формах. Совокупность этих компонентов составляет систему «водууглеводородные растворы \rightleftharpoons минеральное и органическое вещество», которая способна обмениваться с окружающей средой горных пород энергией и массой.

Если и масса и энергия системы в процессах обмена сохраняют постоянные значения, то такая система изолированного многокомпонентного многофазового раствора находится в состоянии предельного фазового равновесия [61], которое устойчиво только в изолированных молекулярных системах. В природных растворах вследствие их неоднородности равновесие постоянно нарушается. Смена состояний системы обусловлена изменением термодинамических параметров (давления, объема, температуры) с глубиной залегания, а в историческом аспекте вследствие воздействия вмещающей среды горных пород эта смена связана с этапностью геологических процессов развития осадочной оболочки — седиментогенеза, литогенеза, тектогенеза и механического разрушения пород.

Вследствие этих процессов и изменения глубины залегания в пустотном пространстве горных пород периодически формируются, а затем трансформируются миграционные системы — целостные совокупности подвижных фазово- и энергетически обособленных, находящихся во временном термодинамическом равновесии, водных, углеводородных (жидких, газообразных) и минеральных компонентов. Последние реагируют между собой и с внешней средой горных пород, которая, в свою очередь, трансформируясь и залегая на разных гипсометрических уровнях, контролирует через термодинамические параметры длительные и необратимые (вследствие энтропии) изменения системы в целом и ее компонентов в отдельности. Следовательно, миграция как таковая представляет собой природные процессы перемещения, становления и изменения свойств, т. е. последовательный ряд состояний необратимо эволюционирующих миграционных систем. Различаются минерало(соле)-водууглеводородные (полные), газонефтяные (нефтяные, газовые) и газоконденсатные или нефтегазоконденсатные (неполные) миграционные системы.

Границы этих систем с окружающей средой представляют собой поверхности наибольшего ослабления связей между ними, вдоль которых передача вещества или энергии оказывается наименьшей. На этих границах масштабы и содержание процессов меняются наиболее резко, скачком. Такие границы выражены контактами нефть—вода и разного рода контактами проницаемых с плохо проницаемыми породами, например с экра-

нами-покрышками или с нефтепроизводящими свитами. Существование этих границ определяет основные различия в характере первичной и вторичной миграции и условия аккумуляции нефти и газа.

Совокупность естественных причин — физических полей и вызванных ими движущих сил — градиентов последних составляет факторы миграции флюидов в горных породах. Они дифференцированно изменяются в геологическом пространстве и времени и сложно взаимодействуют между собой.

Различаются внешние причины миграции, не зависящие от свойств и состояний водоуглеводородных систем, и внутренние, определяющие миграционную способность самих УВ, зависящую от свойств как УВ, так и среды. К первым относятся гравитационное, тепловое, и в меньшей мере электромагнитное поля Земли, геостатическое и геодинамическое давления пород, гидростатические и гидродинамические потенциалы флюидов. Они выводят миграционные системы из равновесного состояния вследствие действия градиентов давления, архимедовых сил и градиентов температуры. С гравитационными силами связаны три группы разнородных явлений: 1) седиментационное или геостатическое уплотнение и реологическое поведение пород, 2) механическое выдавливание (отжим) флюидов из осадков и пород, 3) всплывание нефти и газа в воде и газа в нефти из-за разницы плотностей. Гидравлические силы обуславливают фильтрацию нефти и газа с напорными водами. Силы молекулярного взаимодействия вызывают концентрационный перенос вещества, термоконвективные перемещения подземных вод и т. д.

К внутренним причинам миграции относятся капиллярное давление, физико-химические процессы образования растворов, объемно-упругие свойства газов, реологическое поведение нефтей. Одни из них проявляются как побудительные причины перемещения, другие — препятствуют ему.

В обобщенном виде А. Е. Гуревич в 1976 г. выделил три группы причин миграции флюидов (так называемых «течений»): гравитационные, связанные с действием гравитационного поля; компрессионные, обусловленные изменениями удельного объема флюидов в породах за счет изменения массы, плотности флюидов или объема самого пустотного пространства; смешанные компрессионно-гравитационные.

В зависимости от агентов переноса, уровня организации вещества, характера процессов переноса и состояния самого вещества различают формы его массопереноса:

механическую — многофазовую или однофазовую в свободной фазе фильтрацию жидкостей, газа и эмульсий (диспергированных в воде капель нефти, пузырьков газа), в массопереносе участвуют вещества минерального или породного уровня организации (сравнительно грубодисперсные системы и протяженные непрерывные скопления нефти и газа), основную роль в переносе которых играют гравитационные и гидравлические силы;

физико-химическую — перенос частиц растворенной или тонкодисперсной фазы в виде истинных, высокомолекулярных и коллоидных растворов (основную роль играют объемные и фазовые соотношения мигрирующих флюидов, характерны процессы хроматографического отфильтровывания частиц);

молекулярную — концентрационный, диффузионный или осмотический перенос в виде статистически самоориентирующегося потока углеводородных молекул (перенос происходит на уровне молекулярных систем, чутко реагирующих на тепловые воздействия).

Отвлекаясь от состояний мигрирующего вещества и принимая во внимание только движущие силы миграции, А. Е. Гуревич рассматривает три основные модели массопереноса нефти и газа: при неравновесном распределении концентраций компонентов смеси, под действием неравномерного давления и под действием градиента температуры. Такое понятие о моделях переноса равнозначно более распространенному понятию о механизмах миграции, однако в последних движущие силы представляют лишь один из компонентов. Под механизмом миграции следует понимать естественный способ приведения в движение и поддержания массопереноса нефти и газа на путях перемещения под действием совокупности меняющихся в разных геологических и термодинамических обстановках побудительных причин (физических полей и градиентов сил), физико-химического и фазового состояния миграционных систем, физико-механических свойств (прежде всего проницаемости) вмещающих их горных пород.

Вследствие неодинаковой или недостаточной изученности способов массопереноса нефти и газа общепринятая классификация механизмов первичной и вторичной миграции не разработана.

В литературе рассматриваются следующие процессы и явления, входящие составными компонентами в механизм миграции: 1) седиментационное (гравитационное) или тектоническое уплотнение осадков и пород и механическое отжатие водных и газовых растворов УВ; 2) движение нефти и газа в свободной фазе с напорными пластовыми водами; 3) всплывание нефти и газа в воде и гравитационное разделение флюидов под действием архимедовой силы; 4) движение нефти и газа, перешедших в надкритическое однофазовое состояние; 5) перемещение нефти вследствие струйного гидро- и газопрорыва пластов; 6) перенос УВ в водных растворах поровых и связанных вод; 7) хроматографический перенос в условиях элюирующего действия на УВ вод и природных газов; 8) перенос УВ с водой вследствие ее объемного расширения при повышении температуры; 9) упругое сжатие или расширение газов; 10) вытеснение нефти и газа капиллярным давлением; 11) компрессионное засасывание нефти и газа в дополнительно образующееся пустотное пространство в зонах тектонической трещиноватости; 12) оттеснение УВ вследствие минерального новообразования; 13) диффузионно-осмотическое перемещение УВ.

На современном уровне знаний не удается представить естественную совокупность действий перечисленных процессов, четко ограничить роль каждого из них в механизме миграции (особенно первичной), соизмерить их масштабы, побудительные и противодействующие миграции силы и рассчитать общие энергетические балансы. Эти обстоятельства вызывают непрекращающуюся дискуссию, доходящую до отрицания самих процессов первичной и вторичной (латеральной, дальней) миграции как природного явления (В. Ф. Линецкий, 1965 г.).

§ 2. Первичная миграция углеводородов

Под первичной миграцией¹ понимают совокупность процессов, приводящих к эмиграции — отрыву наиболее подвижных компонентов преобразованного ОБ (углеводородных и некоторых неуглеводородных соединений) от материнского вещества и минеральной части породы и перемещению их в слабопроницаемых материнских породах.

Процессы миграции протекают в сложной природной обстановке, в изменяющихся во времени и пространстве геологических и термобарических условиях и сопровождаются различными процессами физико-химического взаимодействия мигрирующих флюидов (УВ, неуглеводородных соединений) с минеральной пористой средой.

Разработке теоретических основ процессов миграции нефти и газа и их экспериментальному обоснованию посвящены работы многих исследователей, таких, как В. А. Соколов, М. Ф. Двали, В. Ф. Линецкий, С. Г. Неручев, А. Е. Гуревич, В. С. Вышемирский, А. Э. Конторович, А. А. Трофимук, Б. Тиссо, Д. Вельте, К. Салле, Ж. Дебизер, Дж. Хант и др. Рассматриваются и обсуждаются различные факторы первичной миграции, такие, как седиментационное уплотнение и тектоническое сжатие пород, перенос УВ водой и сжатыми газами, гравитационные и капиллярные силы, силы поверхностного натяжения, цементация и перекристаллизация пород, диффузионный перенос, температура, сейсмические явления и т. д.

В настоящее время наиболее достоверно установленными признают процессы миграции УВ в водной и газовой фазах и отчасти путем диффузионного переноса. Другие возможные механизмы первичной миграции, как считают, играют подчиненную роль.

Миграция углеводородов в водной фазе

В водной фазе УВ могут мигрировать в виде истинных и коллоидных растворов и тонкодисперсных эмульсий. Молекулярные или истинные растворы — это гомогенные системы, в которых дисперсными частицами являются молекулы или ионы растворенного вещества, граница раздела между частицами и средой отсутствует.

Растворимость газовых УВ, неуглеводородных компонентов природного газа и их смесей в водах, в том числе и в условиях повышенных давления и температуры, относительно хорошо изучена. Данные по растворимости УВ приведены в работах А. Ю. Намиота и М. М. Бондаревой, В. И. Сергеевич и др.

Растворимость газов в пластовых водах увеличивается с ростом давления и уменьшается с повышением температуры и минерализации вод. Метан и азот имеют низкую растворимость при нормальных условиях, которая, однако, интенсивно возрастает с увеличением давления (азота — более резко). Растворимость тяжелых газов с повышением давления растет не столь интенсивно. Углекислый газ и сероводород во много десятков

¹ Термин «первичная миграция» предложен В. Иллигом в 1934 г.

раз растворяются лучше, чем метан и азот. Рост их растворимости с давлением резко замедляется при приближении к давлению сжижения.

Все неполярные газы характеризуются минимумом растворимости в зависимости от температуры. Температура минимальной растворимости возрастает с увеличением размера молекул растворенного газа (для гелия около 40 °С, для метана 90—100 °С, бутана 120 °С). При температуре, значительно превышающей температуру минимальной растворимости газов, растворимость их весьма резко повышается. Например, для метана при давлении 40 МПа и температуре 250 °С в 5 раз, а при 350 °С почти в 20 раз по сравнению с 80 °С.

Растворимость смеси газов зависит от состава смеси. Так, гомологи метана из их смесей с азотом растворяются в воде лучше, чем из смесей с метаном. Например, растворимость пропана при 20 МПа и 80 °С из 10 %-ной смеси его с азотом на 40 % выше, чем из смеси с метаном (в тех же условиях). Растворимость в воде этана, пропана и других гомологов при давлении 5—10 МПа достигает максимума. Увеличение давления выше давления максимума (при постоянстве концентрации компонента в газовой фазе) приводит к уменьшению растворимости данного компонента.

Влияние минерализации вод на растворимость в них газов очень велико. Повышение концентрации солей в водах резко уменьшает растворимость газов. Например, растворимость метана в воде в присутствии хлористого натрия может снизиться в 2—3 раза (эффект высаливания).

Очевидно, что при высоких давлениях и температуре в водах (в том числе и минерализованных) могут растворяться и переноситься достаточно большие объемы углеводородных и неуглеводородных газов.

Молекулярная растворимость жидких УВ, особенно высокомолекулярных парафиновых УВ и нефтяных фракций в водах, минерализованных и насыщенных газами, изучена несравненно слабее. Данные по растворимости жидких УВ приведены в работах А. Н. Гусевой, Е. И. Парнова, Э. Б. Чекалюка, Ю. И. Филяса, В. В. Колодия, В. И. Сергеевич, Е. Бейкера, Д. Франка, Дж. Мак-Аулифа, Е. Пика и Г. Ходсона, Дж. Конноли, Дж. Руфа, Л. Прайса и др. Растворимость жидких УВ в воде невелика и обычно выражается долями грамма на 100 г воды. Лучше всего в водах растворяются ароматические УВ, значительно хуже нафтяные и очень плохо парафиновые УВ, причем растворимость падает с увеличением молекулярной массы УВ в гомологическом ряду.

С ростом температуры растворимость УВ повышается. В интервале температуры, близкой к критической температуре растворения (290—350 °С), наблюдается почти полное смешение УВ с водой. Влияние давления на растворимость жидких УВ зависит от температуры и природы УВ. Есть сведения о резком уменьшении растворимости УВ и нефтяных фракций в воде с увеличением давления (L. Price, 1977 г.). Растворимость смеси УВ не подчиняется правилу аддитивности: суммарная растворимость ее ниже растворимости наиболее растворимого компонента смеси. Присутствие в водах электролитов приводит к снижению растворимости, тем большому, чем выше концентрация солей. Насыщение минерализованных вод газами вызывает дополнительное (причем значительное) снижение

растворимости в них УВ. Понижающее действие газов растет в ряду: азот—гелий—метан—пропан.

Таким образом, перенос водами низкомолекулярных жидких УВ в виде молекулярных растворов является вполне реальным процессом. Масштабы выноса из нефтематеринских пород высокомолекулярных алканов, составляющих значительную массу нефти, в интервале температуры 150—180 °С в состоянии истинного раствора невелики. Видимо, для их переноса подземными водами необходимо присутствие в последних веществ, индуцирующих растворимость УВ.

Первичная миграция УВ в виде коллоидных растворов рассматривалась М. И. Гербер, М. Ф. Двали, В. И. Сергеевич, С. Н. Белецкой, Е. Бейкером, Р. Корделлом и др. Известно, что коллоидная растворимость УВ в водах может в десятки, сотни, а то и тысячи раз превышать их молекулярную растворимость.

Под коллоидными растворами понимают двухфазовые дисперсные системы с предельно высокой степенью дисперсности, при которой еще сохраняется гетерогенность, т. е. наличие поверхности раздела между дисперсной фазой и средой. Размеры частиц дисперсной фазы составляют около 10^{-5} — 10^{-8} см. Для образования коллоидного раствора двух жидкостей необходимо, чтобы одна из них (водная или углеводородная) обладала поверхностной активностью. При определенной концентрации в растворе, достигающей критической концентрации мицеллообразования, ПАВ способны образовывать мицеллы-комплексы из молекул, атомов или ионов, сольбилизирующие УВ. Различают два вида мицелл — сферические и пластинчатые с разным аккумулярующим действием на УВ разных групп. Парафиновые УВ лучше аккумуляруются пластинчатыми мицеллами, чем сферическими, ароматические — только пластинчатыми, нафтеновые УВ одинаково аккумуляруются двумя видами мицелл.

В подземных водах ПАВ — это мыла жирных и нафтенных кислот и некоторые другие органические соединения. Концентрация ПАВ в подземных водах сильно колеблется: от долей до сотен миллиграммов на 1 л, в большинстве случаев суммарная концентрация жирных и нафтенных кислот составляет доли или единицы, редко десятки миллиграммов на 1 л. Как считают, к.к.м. по абсолютному значению достаточно высока, для многих ПАВ она составляет сотни и тысячи миллиграммов на 1 л, т. е. к.к.м. намного превышает содержание ПАВ в водах. Однако имеются сведения в работах М. И. Гербер, П. А. Демченко, П. А. Ребиндера, Н. Клевенса, Г. Ходсона, Р. Шиноды, Т. Накагавы и др. о значительном снижении к.к.м. ПАВ в определенных условиях. Полагают, что присутствие в подземных водах солей электролитов, спиртов, кетонов, жирных и нафтенных кислот, асфальто-смолистых компонентов (способных при омылении давать высокомолекулярные коллоидообразующие соединения) или некоторых других веществ может привести к созданию условий, которые будут способствовать образованию коллоидных растворов УВ и при невысоких значениях к.к.м. ПАВ.

Определенные сомнения вызывает возможность продвижения громоздких мицелл в пористой среде, для чего требуются особо благоприятные условия, такие, как увеличение объема межзернового пространства, воз-

Растворимость октана (г на 100 мл раствора) в водных растворах мыла (миристата натрия) (В. И. Сергеевич, 1972 г.)

Концентрация мыла, г на 100 мл	Температура, °С			
	30	40	50	60
0	0,00054	0,00068	0,0007	0,0011
0,02	0,008	0,012	Нет данных	0,036
0,04	0,008	0,017	0,022	Нет данных
0,06	0,010	Нет данных	0,029	0,060
0,08	0,012	0,013	0,031	0,071
0,10	0,014	0,022	0,090	0,119
0,11 (к. к. м.)	0,012	Нет данных		0,119

никновение сети микротрещин и т. д. Разрушение коллоидов с повышением температуры (коллоиды разрушаются и при увеличении минерализации вод) ограничивает вероятную зону их действия определенными глубинами (примерно около 3 км по Р. Корделлу).

Растворимость УВ в водах, содержащих ПАВ, увеличивается и при концентрациях ПАВ ниже их к.к.м., т. е. в водах, в которых сами ПАВ находятся в состоянии истинного раствора. В водных истинных растворах мыл растворимость УВ растет с повышением содержания мыл в растворе (вплоть до к.к.м.), с удлинением углеводородной цепи в молекуле мыла и с повышением температуры (табл. 9.2.). Однако, несмотря на отмечаемое увеличение растворимости, концентрация растворенных в водах УВ по абсолютной величине остается весьма низкой. Вместе с тем полагают, что возможно значительное повышение концентрации УВ в водах в определенных условиях.

Миграция УВ в водах происходит также в виде эмульсий тонкодисперсных систем, в которых дисперсная фаза и дисперсионная среда — это жидкости, взаимно нерастворимые или мало растворимые, обладающие большой поверхностью раздела между фазами и малой агрегативной устойчивостью. Размеры частиц их обычно колеблются от 1 до 50 мкм. Условия образования и устойчивость разбавленных (с содержанием дисперсной фазы 0,1—0,01 %) и концентрированных эмульсий различны.

Самопроизвольное (квасиспонтанное) эмульгирование при контакте водной и углеводородной фаз имеет место при наличии в одной из них ПАВ вследствие перераспределения последнего между обеими фазами. Эмульгирование происходит при концентрациях ПАВ, далеких от их критического значения.

Теоретические закономерности и экспериментальное обоснование процесса переноса УВ в виде тонких дисперсий изложены в работах П. А. Ребиндера, С. А. Никитиной, О. С. Мочаловой, А. В. Бернштейна, В. И. Сергеевич, Т. П. Жузе, Т. П. Сафроновой, А. А. Трофимука, В. С. Вышемир-

ского, А. А. Гонцова, Л. Н. Капченко, Н. М. Кругликова, И. Картмилла, П. Дикки и др. Процесс эмульгирования зависит от рН водной среды, наличия органических кислот, их природы, молекулярной массы, температуры и ряда других факторов. Однако экспериментально эта форма миграции пока обоснована слабо.

В зависимости от конкретных пластовых условий возможно как совместное, так и раздельное осуществление описанных форм миграции, причем та или иная из них может играть доминирующую роль. Например, при глубоком погружении осадочных пород значение переноса УВ в водах в виде истинных растворов может повышаться, а в виде коллоидных растворов — играть всю меньшую роль. В определенных температурных зонах из вод могут выделяться в свободную фазу газы разного состава. Селективность различных форм растворения должна оказывать влияние на состав формирующихся углеводородных систем, а количественная сторона растворения — на величину водообмена в породах и размер нефтесборных площадей, необходимых для формирования месторождений с теми или иными запасами. Многочисленные геологические данные говорят о важной роли подземных вод в процессах миграции УВ. С физико-химических позиций многие вопросы миграции УВ в водной фазе еще остаются недостаточно решенными, в том числе и вопросы взаимодействия водных растворов УВ с породами и изменения их состава при миграции в условиях высоких давления и температуры.

Миграция углеводородов в газовой фазе

Изучению миграции УВ в однофазовом газовом состоянии посвящены работы В. А. Соколова, М. А. Капелюшникова, С. Л. Закса, Т. П. Жузе, Н. Б. Вассоевича, В. А. Успенского, О. А. Радченко, М. Ф. Двали, М. И. Гербер, Т. П. Сафроновой, С. Н. Белецкой, В. Ж. Кордуса и др. Теоретическим обоснованием процесса миграции в газовой фазе служит явление растворимости веществ в сжатых газах. Как известно, находящиеся под высоким давлением газы, начиная с определенного для каждого газа давления, проявляют свойства растворителей по отношению к жидким УВ и некоторым неуглеводородным соединениям. Растворяющая способность сжатых газов зависит от природы газа, давления, температуры, соотношения газовой и жидкой фаз (см. § 1 гл. 3).

При достаточно высоких давлении и температуре нефть переходит в однофазовое газовое состояние. Для различных систем указывают колебания давления от 30 до 50 МПа для легких фракций нефтей и жирных газов и от 70 до 100 МПа для тяжелых нефтей и сухих газов.

Процесс растворения жидких УВ в сжатых газах самопроизвольный, неизбежный, он протекает с увеличением энтропии. При снижении давления растворяющая способность газа уменьшается и растворенные в нем компоненты выпадают в жидкую фазу. Порядок выпадения (высаливания) обратен порядку растворения. Компоненты, растворяющиеся в газе последними, конденсируются первыми.

Эксперименты по экстракции рассеянных битумоидов пород сжатыми газами, проведенные впервые С. Л. Заксом и М. И. Гербер, показали возможность выделения УВ из общей массы ОВ глинистой породы путем растворения их в сжатых газах. Дальнейшими исследованиями было установлено сходство состава УВ, извлеченных из битуминозных пород, с составом конденсатов и нефтей. Возможность выноса УВ рассеянного ОВ из пород газами достаточно высока.

По данным М. А. Капелюшникова, С. Л. Закса, М. И. Гербер, Т. П. Жузе, Т. П. Сафроновой, количество извлеченного битумоида в разных условиях достигает 40—80 %, а нефти (извлеченной из нефтеносных песков обогащенным газом) — 98 %. И хотя растворяющая способность сжатых газов относительно хорошо изучена, однако для суждения о количественной стороне процесса имеющихся данных все же недостаточно.

Таким образом, при контакте сжатых природных газов с битуминозными породами в различных природных условиях происходит формирование газовых растворов разного состава с изменяющимся соотношением тех или иных компонентов. Как правило, при сравнительно невысоких давлениях и температуре газовые растворы по сравнению с битумоидами пород обогащены метано-нафтеновыми УВ, содержат меньше ароматических УВ, а тем более асфальто-смолистых компонентов, т. е. по составу они, очевидно, приближаются к нефтям.

Возможность миграции газовых растворов УВ, конденсатов и особенно нефтей в слабопроницаемых терригенных и карбонатных породах подтверждена экспериментально. Работы по моделированию процесса выполнены Т. П. Сафроновой совместно с другими исследователями в 1967—1980 гг., установлен эффект хроматографического разделения компонентов мигрирующих растворов, определены основные закономерности процесса.

Дифференциация состава газовых растворов при миграции в осадочных породах зависит от их глубины залегания, т. е. от термобарических параметров (увеличивается с повышением давления до определенного предела и уменьшается с ростом температуры), минерального состава пород (количества и природы глинистых минералов), удельной поверхности, проницаемости и влажности, от объемов мигрирующих растворов. Дифференциация состава имеет место в период до установления сорбционного равновесия мигрирующих растворов с пористой средой, в течение которого через поровое пространство проходит определенный объем раствора, после чего миграция осуществляется практически без заметного изменения состава.

В ходе миграции происходит изменение как углеводородного состава систем (меняется содержание нормальных и изопреноидных УВ, высокомолекулярных насыщенных УВ — стеранов, тритерпанов), так и неуглеводородной их части (количества гетероатомных компонентов, микроэлементов), изменяется изотопный состав и т. д.

Таким образом, при миграции газовых растворов имеет место направленный процесс изменения их состава в сторону обогащения парафинонафтеновыми УВ и уменьшения в них доли гетероатомных соединений.

Осуществление миграции УВ в осадочной толще в газовой фазе требует достаточных объемов свободных мигрирующих газов. Известно, что

при метаморфизме ОВ образуются как газообразные, так и жидкие УВ. Балансовая сторона процессов нефтегазообразования разработана пока недостаточно. Единого мнения о масштабах развития этого механизма миграции в осадочных породах нет. А. Э. Конторович (1981 г.) полагает, что за счет газов, генерируемых ОВ пород, этот процесс возможен в условиях значительной обогащенности пород ОВ преимущественно гумусового типа. С учетом газов, мигрирующих из глубоко погруженных зон преимущественного газообразования (процесс растворения и переноса УВ в газовой фазе неизбежен), видимо, механизм этот должен быть значительно более широко и повсеместно развит.

Роль диффузионного переноса в миграции углеводородов

В последнее время развиваются представления об определенной роли диффузионного переноса УВ в процессе их первичной миграции.

Диффузией называется самопроизвольно и необратимо протекающий процесс выравнивания концентрации вещества под действием теплового хаотического движения молекул. Диффузия идет до полного выравнивания концентраций, так как хаотическому распределению частиц отвечает максимальная энтропия системы. Известны различные формы диффузионного переноса: молекулярная (концентрационная), кнудсеновская, поверхностная, конвективная, термо- и бародиффузия.

Наиболее детально изучена молекулярная диффузия — процесс выравнивания концентрации веществ в объеме системы при постоянных температуре и давлении при отсутствии внешних сил. Уравнение молекулярной диффузии дается первым законом Фика. Коэффициент диффузии D измеряется количеством вещества, проходящего в единицу времени через единицу поверхности при градиенте концентрации, равном 1, в направлении диффузии. Величина D зависит от фазового состояния и природы диффундирующего вещества и среды, природы и концентрации других присутствующих в системе веществ, температуры, давления. По данным, приведенным в работах Р. Хаазе (1967 г.) и С. И. Смирнова (1971 г.), для веществ разного фазового состояния D равен, см²/с: для газов от 10^{-1} — 10^{-2} до 10^{-5} , жидкостей (вода, органические соединения, расплавленные соли и металлы, ртуть) 10^{-5} — 10^{-9} , твердых тел 10^{-8} — 10^{-50} .

Коэффициент диффузии обратно пропорционален радиусу или квадрату сечения молекул. У высокомолекулярных УВ коэффициент диффузии значительно меньше, чем у легких жидких УВ, а у последних ниже, чем у газов, причем в каждой из групп УВ величина D также понижается с увеличением молекулярной массы. В группе алканов резкое снижение диффузии отмечается, начиная с УВ С₆, С₇. Диффузионная проницаемость октана ничтожна. Величина D находится в обратной зависимости от вязкости среды.

В осадочных породах диффузионный перенос протекает в условиях повышенных давления и температуры. Диффузия УВ в пористой среде изучена весьма слабо, особенно для жидких высокомолекулярных УВ. Считают, что коэффициент диффузии газов увеличивается с ростом температуры: $t^{1/2}$ при постоянном объеме и $t^{3/2}$ при постоянном давлении, так

как средняя скорость движения частиц примерно составляет \sqrt{t} . Данных о величине D жидких УВ в породах при высокой температуре практически нет. Полагают, что для высокомолекулярных УВ D составляет 10^{-9} см²/с или значительно ниже. Влияние температуры на диффузию различно для УВ разных групп. По данным П. Уитерспуна для алканов оно сказывается сильнее, чем для цикланов и аренов: так, при относительно высокой температуре (выше 100 °С) увеличение D с ростом температуры для алканов будет примерно на 50 % больше, чем для цикланов и аренов.

Коэффициент диффузии газов обратно пропорционален давлению. По данным А. Парателла и И. Соргато (1972 г.), для гелия и метана (в твердом пористом теле) повышение давления до 6 МПа вызывает снижение D примерно на порядок, а для углекислоты — почти на три порядка. Для жидкостей влияние давления на величину D сказывается в очень малой степени.

На масштабы диффузионного переноса УВ в осадочной толще значительное влияние оказывает характеристика пористой среды: литология и степень уплотнения пород, пористость, проницаемость, структура порового пространства и распределение пор по размерам, влагонасыщенность и т. д.

Молекулярная диффузия имеет место в порах, размер которых превышает среднюю длину свободного пробега молекул. Спротивление диффузии в таком случае обусловлено столкновением молекулы друг с другом, а не со стенками пор. Для газов средняя длина свободного пробега между двумя столкновениями (при нормальной температуре и атмосферном давлении) приблизительно равна 10^{-5} см. В этих условиях в порах размером более 10^{-5} см диффузия газов осуществляется по законам молекулярной диффузии. Наименьшие размеры пор, в которые могут войти молекулы, определяются размерами этих молекул.

Процессы диффузии в осадочной толще происходят как по поровым каналам, так и по микро- и макротрещинам. Размеры поровых каналов и микротрещин в породах обычно на несколько порядков превышают диаметры молекул УВ. Для различных пород величины D существенно различны. Высокие значения параметров диффузии метана отмечены для сухих песчаников и алевролитов (до 10^{-8} см²/с) и очень низкие — для аргиллитов, крепко сцементированных алевролитов и известняков (10^{-7} — 10^{-2} см²/с). В водонасыщенных породах коэффициенты диффузии существенно, на один-два порядка, ниже, чем в сухих породах. По данным П. Л. Антонова, Ю. И. Стклянина и др. с увеличением минерализации вод D еще более снижается (до 10^{-10} см²/с).

При равных коэффициентах диффузии в водной среде будут быстрее перемещаться УВ, имеющие более высокую растворимость. Это особенно существенно для газовых УВ, поскольку их растворимость значительно превышает растворимость жидких УВ. При наличии в растворах нескольких растворенных веществ диффузионный поток одного вещества зависит не только от его градиента концентрации, но косвенно и от градиента концентрации другого растворенного вещества.

Диффузия углеводородных газов в осадочных породах, как считают, является нестационарным процессом. По экспериментальным данным D газов в этих условиях значительно ниже (в среднем 10^{-6} — 10^{-7} см²/с),

чем в условиях стационарного потока ($10^{-4} — 10^{-5}$ см²/с). Установление почти стационарного состояния в геологически приемлемые сроки возможно только в редких, наиболее благоприятных случаях.

Таким образом, молекулярная форма диффузионного переноса в осадочных породах в основном имеет место для газообразных и относительно более легких жидких УВ. Значение ее для высокомолекулярных жидких УВ невелико.

В пористой среде в порах, размер которых меньше средней длины свободного пробега молекул, частота соударений молекул со стенками пор превышает частоту столкновения молекул друг с другом. Диффузию такого рода называют кнудсеновской. Коэффициент кнудсеновской диффузии пропорционален размеру пор, а диффузия одного вида молекул не зависит от присутствия других видов молекул. Скорость переноса диффундирующих веществ при кнудсеновской диффузии значительно снижается. Соотношение между коэффициентами молекулярной и кнудсеновской диффузии, по данным Г. К. Борескова, составляет при атмосферном давлении в зависимости от температуры от 50 до 100.

Считают, что режим движения газов в свободной фазе определяется числом (критерием) Кнудсена K_n , который представляет собой отношение средней длины свободного пробега молекул λ к характерному размеру — среднему диаметру пор (капилляров) d_n (по Хиршу, 1967 г.), т. е. $K_n = \lambda/d_n$. Если величина критерия Кнудсена более 10, то имеет место кнудсеновский режим, при K_n менее 0,01 происходит фильтрационное течение, на поток накладывается диффузия, которая размазывает фронт концентраций. В случае $0,01 < K_n < 10$ отмечается переходная зона, в которой существуют и фильтрационный поток и кнудсеновская диффузия. Изучен этот вид диффузии слабо. С увеличением глубины погружения осадочных пород, т. е. с ростом давления (уменьшением проницаемости пород, особенно глинистых) и температуры, роль кнудсеновской диффузии возрастает.

На больших глубинах, где в течение геологического времени устойчиво существуют градиенты температуры и давления, имеют место термо- и бародиффузия.

Диффузионный перенос, вызываемый градиентом температуры при нулевой разности концентраций, т. е. термодиффузия, приводит к нарушению концентрационной однородности системы, т. е. при наличии температурного градиента возникает градиент концентрации. Последний в свою очередь вызывает обычную молекулярную диффузию, стремящуюся устранить этот градиент. Для однородной смеси газов, находящихся первоначально при одинаковой температуре, термодиффузия приводит к перемещению молекул более легкого газа в область повышенной, а более тяжелого — пониженной температуры. Для смеси газов с одинаковой молекулярной массой, но с разными размерами молекул происходит концентрация в холодной части системы молекул большего, а в более теплой — меньшего размера. Распределение молекул разного размера и молекулярной массы определяется, по А. Е. Гуревичу, соотношением эффектов размера и массы.

Процесс термодиффузионного разделения в жидкостях (называемый эффектом Соре) приводит к увеличению концентрации вещества в холод-

ной части системы за счет ее более теплой части, т. е. легкие молекулы стремятся сконцентрироваться в области с повышенной температурой, а тяжелые — в более холодной. Экспериментально этот процесс изучен мало. Данных по коэффициентам термодиффузии УВ в осадочных породах нет. По данным С. И. Смирнова, коэффициент термодиффузии составляет, $\text{см}^2/(\text{с} \cdot ^\circ\text{C})$: в газах 10^{-4} — 10^{-6} , в жидкостях 10^{-8} — 10^{-10} , в растворах, насыщающих пористые среды, 10^{-9} — 10^{-11} . Полагают, что роль термодиффузионного разделения в осадочных породах не столь велика. Судя по промысловым данным, перераспределения УВ, соответствующего теоретическим закономерностям термодиффузии (обогащения газа тяжелыми компонентами в более холодной зоне, т. е. с уменьшением глубины залегания пород), не наблюдается. Видимо, в разрезе осадочных пород этот эффект нивелируется другими видами диффузионного переноса.

Диффузия, обусловленная наличием градиента давления в изотермической системе при отсутствии разности концентраций, — бародиффузия — приводит к перераспределению концентрации компонентов в системе, вследствие чего возникает молекулярная диффузия, направленная на восстановление равновесной концентрации. Разделение, создаваемое бародиффузией, сопровождается концентрированием тяжелых молекул в области высоких давлений и наоборот, т. е. действие ее противоположно действию термодиффузии. Коэффициенты бародиффузии экспериментально не определялись. По оценке С. И. Смирнова, они на два порядка ниже коэффициентов молекулярной диффузии (в водной фазе).

В осадочной толще обычно одновременно протекают термодиффузионный, бародиффузионный и концентрационный переносы вещества. Потоки, возникающие в результате термо- и бародиффузии, при равных градиентах движущих сил очень малы по сравнению с переносом вследствие молекулярной диффузии. Последний по абсолютной величине, как считают, может быть более чем в 10 раз превышать оба предыдущих. В свою очередь, бародиффузионный поток превышает термодиффузионный на величину, зависящую от геотермического градиента. В средних по термобарическим условиям бассейнах бародиффузия, как правило, имеет большее значение, чем термодиффузия. В бассейнах с очень высоким геотермическим градиентом термодиффузионный поток может стать почти равным бародиффузионному. В некоторых случаях эти потоки могут взаимно компенсировать друг друга.

Диффузионный перенос веществ в движущихся средах (жидких или газообразных), т. е. конвективная диффузия, помимо диффузионных факторов связан также с гидродинамической обстановкой процесса и в значительной мере зависит от водо- и газонасыщенности порового пространства, наличия градиентов давления, поля скоростей и их распределения в потоке, характера движения пластовых флюидов и т. д. Все это существенно затрудняет ее изучение. Полагают, что в породах-покрышках вследствие малых величин градиентов давления перенос УВ конвективной диффузией маловероятен, более реален он при наличии значительных градиентов давления между нефтегенерирующими толщами и породами-коллекторами.

Перемещение молекул по поверхности твердого тела, обусловленное процессами их адсорбции, называется *поверхностной диффузией*. Время адсорбции (время пребывания молекулы адсорбированного вещества на поверхности тела) может колебаться в широких пределах и в основном определяется энергией адсорбции. Теплота физической адсорбции (при образовании связи между адсорбируемым веществом и поверхностью сохраняется индивидуальность их молекул и атомов) может достигать 85 кДж/моль (общий порядок 40 кДж/моль), а время адсорбции меняться от 10^{-12} до 10^2 с. Для данного вещества и данного адсорбента (массы, объема) адсорбция при равновесии является функцией только двух переменных — давления и температуры. Интенсивность сорбционных процессов с повышением температуры уменьшается, при увеличении давления в области малых давлений увеличивается, проходит через максимум и в последующем не зависит от давления. В физической адсорбции определенную роль играет природа адсорбента, значительно бóльшую роль — величина поверхности, причем энергия адсорбции непостоянна по поверхности. Эти и другие закономерности явления адсорбции во многом определяют характер поверхностной диффузии.

Адсорбция приводит к уменьшению скорости перемещения молекул в пористой среде. Влияние времени адсорбции на скорость диффузии молекул через поры различно для разных веществ и пор разного размера. По данным Я. Де Бура, движение молекул (органических и всех других) в макропорах определяется обычной диффузией, в микропорах — кнудсовской и поверхностной, а в субмикропорах — главным образом или только поверхностной диффузией. Активизированная поверхностная диффузия при соответствующих условиях для очень тонких пор может быть главной частью всего материального переноса. Полагают, что она может обусловить перемещение в поровой системе пород не только высокомолекулярных УВ, но и, возможно, неуглеводородных компонентов ОВ. Изучен этот вид диффузионного переноса крайне слабо.

§ 3. Вторичная миграция углеводородов

Под вторичной миграцией нефти и газа обычно понимается перемещение их по пласту-коллектору или из одного пласта в другой под действием совокупности геологических и физических факторов.

Фильтрация, или бароконвекция, является одним из основных видов механического массопереноса флюидов и происходит в трещинно-пористой среде под действием градиента приведенного давления.

Традиционными формами описания ламинарной фильтрации жидкости в пористой и трещинной среде являются вариации феноменологического закона Дарси, справедливого для течения вязких (ньютоновских) жидкостей. О фильтрации неньютоновских жидкостей будет сказано ниже.

По закону Дарси дебит одномерного фильтрующегося потока прямо пропорционален проницаемости K слоя породы (для воды, нефти или газа), имеющего сечение S и длину h , перепаду давлений $p_1 - p_2$ и обратно пропорционален вязкости фильтрующегося флюида: $Q = KS(p_1 - p_2) / (\eta h)$.

Соответственно скорость течения жидкости в линейной системе капилляра породы выражается формулой $V = (K/\eta) \text{ grad } p$. Скорость течения жидкости через трещину определяется уравнением Буссинеска: $V = (b^2/12\eta) \text{ grad } p$, где b — ширина трещины.

Для ламинарной фильтрации газа скоростная ее характеристика с учетом высокой сжимаемости газа обычно имеет вид $V_r = (K_r/2\eta\rho) \text{ grad } p^2$, где K_r — проницаемость породы по газу.

Рассматривая силы, действующие на элемент объема dV жидкости, протекающей в поровом пространстве, можно разложить их на движущую силу dE и силу сопротивления dF , обусловленную вязкостью жидкости. Векторная сумма обеих сил равна произведению ускорения движения a и массы элемента объема dM (уравнение Навье — Стокса для несжимаемой жидкости): $adM = dE + dF$.

От уравнения Навье — Стокса можно перейти к уравнению Дарси, если принять, что сила инерции adM бесконечно мала по сравнению с силой внутреннего трения жидкости, т. е. $dE = -dF$, и записать уравнение Дарси в виде $q = (K/\eta)\rho[g - (1/\rho)\text{ grad } p]$, где выражение вектора в квадратных скобках представляет собой силу, действующую на единицу массы фильтрующейся жидкости.

Известные отклонения от закона Дарси связываются с тем, что скорость течения в узких каналах порового пространства становится настолько большой, что сила инерции наряду с силой внутреннего трения заметно возрастает. Мерой отношения силы инерции к силе внутреннего трения служит число Рейнольдса Re . Справедливость уравнения Дарси связана с $Re \leq 1$. Силы инерции с этого предела начинают играть заметную роль. При этом скорость течения повышается с ростом движущих сил медленнее, чем это должно быть по закону Дарси. Нижний предел применимости закона соответствует очень малым значениям скоростей фильтрации и напорных градиентов. Для начала фильтрации в этом случае необходим некоторый начальный градиент, обусловленный наличием связанной воды в порах с очень малым диаметром, ультрафильтрацией и пр.

Сила, воздействующая на единицу массы флюида в любой точке и вызывающая ее перемещение в пространстве, может быть определена, если известны величины механического потенциала Φ по всему поровому пространству. Если в этом пространстве содержится несколько фаз, то фильтрация каждой из них будет происходить под действием своего потенциала $\Phi = gh + p/\rho$, зависящего от изменения гипсометрического положения h единицы массы флюида и давления p , которое является векторной величиной. В зонах, где давление непрерывно меняется, так же непрерывно будет изменяться и величина потенциала Φ . Это означает, что каждая фаза будет двигаться не только со своей скоростью, но и в своем направлении.

В относительно хорошо проницаемом пласте-коллекторе, ограниченном плоскопараллельными кровлей и подошвой, поток флюидов будет обладать линиями тока и эквипотенциальными поверхностями, соответственно параллельными и перпендикулярными к плоскостям напластования. На каждый элемент массы флюида в гидродинамической системе будет дей-

ствовать векторная движущая сила E , в направлении которой этот элемент будет перемещаться до тех пор, пока не встретит непроницаемой преграды. При встрече с ней рассматриваемый элемент флюида отклонится в направлении наибольшей тангенциальной составляющей силы E и займет положение, при котором эта составляющая будет равна нулю.

В любой произвольной точке потенциал и векторная движущая сила элемента флюида без учета капиллярных сил будут зависеть от прила-гаемого к этому элементу градиента давления:

$$E = -\text{grad } \Phi = g - (1/\rho) \text{ grad } p.$$

Поскольку, как правило, в миграционной системе находятся различные по плотности флюиды (вода, нефть, газ), то градиенты их потенциалов будут различны. Если элементы всех трех флюидов находятся в одной точке сравнения, то при движении пластовой воды движущая сила нефти (газа) будет тем больше, чем большим станет соотношение плотностей воды и нефти (газа), т. е. чем легче будет нефть (газ) или чем больше будет плотность движущейся по пласту воды. При отсутствии капиллярных явлений газ (в свободной фазе) и нефть будут перемещаться с большей скоростью, чем вода, и опережать ее в движении. При этом флюиды с меньшей плотностью будут подвержены всплыванию к кровле пласта. Всплывание также представляет собой фильтрацию.

Разложение градиентов по вертикальной z и горизонтальной x осям позволяет оценить величину угла θ , образуемого направлениями векторов E_n и E_r с осью x :

$$\text{tg } \theta_n = \frac{\frac{\rho_B}{\rho_H} |E_B| \sin \alpha + g \frac{\rho_B - \rho_H}{\rho_H}}{\frac{\rho_B}{\rho_H} |E_B| \cos \alpha} \quad \text{и}$$

$$\text{tg } \theta_r = \frac{\frac{\rho_B}{\rho_r} |E_B| \sin \alpha + g \frac{\rho_B - \rho_r}{\rho_r}}{\frac{\rho_B}{\rho_r} |E_B| \cos \alpha},$$

где $|E_B|$ — числовая величина градиента E_B ; α — угол, образуемый направлением E_B с осью x ; $\text{tg } \theta$ — отношение проекции E_B на оси z и x , т. е. тангенс угла, образуемого направлением векторов E_n и E_r с осью x .

При отсутствии движения воды ($|E_B| = 0$) или в вертикальном ее потоке ($\alpha = 90^\circ$) угол θ равен 90° для нефти и газа. Всплывание в этом случае будет происходить вертикально.

Если ось x расположить параллельно подошве экранирующей толщи и принять за положительное ее направление восстание указанной подошвы, то при положительных проекциях на ось x градиентов нефти и газа последние будут двигаться по восстанию пласта, а при отрицательных — по его падению. В случае восходящего по пласту потока воды ее градиент потенциала будет иметь положительное направление и в связи с этим нефть и газ будут двигаться в том же направлении. Фильтрация

пластовых флюидов будет контролироваться фазовой проницаемостью пород-коллекторов.

Если градиент потенциала воды направлен по падению пласта, то его проекция на ось x будет $-|E_v|$. Проекции градиентов для нефти и газа будут соответственно равны

$$-\frac{\rho_v}{\rho_n} |E_v| + g \frac{\rho_v - \rho_n}{\rho_n} \sin \alpha \text{ и}$$

$$-\frac{\rho_v}{\rho_g} |E_v| + g \frac{\rho_v - \rho_g}{\rho_g} \sin \alpha.$$

Условия равновесия в этом случае могут быть охарактеризованы уравнениями

$$\frac{\rho_v}{\rho_n} |E_v| = g \frac{\rho_v - \rho_n}{\rho_n} \sin \alpha \text{ и } \frac{\rho_v}{\rho_g} |E_v| = g \frac{\rho_v - \rho_g}{\rho_g} \sin \alpha.$$

Откуда можно определить критические величины $|E_v|_{кр}$:

$$|E_v|_{кр} = g \frac{\rho_v - \rho_n}{\rho_n} \sin \alpha \text{ и } |E_v|_{кр} = g \frac{\rho_v - \rho_g}{\rho_g} \sin \alpha.$$

При $|E_v|$ 0,001 м/м (обычный градиент потоков подземных вод), ρ_v 1100 кг/м³, ρ_n 800 кг/м³ и ρ_g 140 кг/м³ (примерно при 20 МПа) А. Е. Гуревичем были получены следующие критические градиенты при различных углах α (при расчетах принималось, что на 1 км высоты угол в 1° дает в плане 17 м), м/м:

α°	1	3	5	10
Для нефти	0,0046	0,0142	0,0237	0,0485
Для газа	0,0148	0,0454	0,0758	0,1520

Приведенные данные свидетельствуют о малой применимости вывода М. Хабберта о том, что при движении пластовой воды в направлении падения водоупорного пласта происходит своеобразное разделение пластовых флюидов, при котором газ, мигрирующий к непроницаемой границе, отражается ею вверх по восстанию, а нефть — вниз по падению водоупора, что вызывает одновременную миграцию нефти и газа в диаметрально противоположных направлениях.

Весьма важным является вопрос о необходимых размерах углеводородной (жидкой или газовой) фазы, достаточных для ее всплывания. Так, по данным К. Бека и И. Высоцкого [4], слой нефти плотностью 830 кг/м³ высотой 1 см в воде, имеющей плотность 1030 кг/м³, будет обладать архимедовой силой, равной лишь 0,00002 МПа, которая не в состоянии преодолеть возникающие в пористой среде молекулярные силы, удерживающие нефть в порах. Подсчеты, проведенные А. И. Леворсеном без учета влияния гидродинамического напора, показали, что сила всплывания начинает играть заметную роль в перемещении жидких УВ лишь при протяженности фазы от 1 до 10 м. Б. Ашенбергер и С. Ашаур в 1960 г. установили (при расчетах тоже без учета влияния гидродинамического напора), что в карбонатных породах при наклоне пласта 10 м на 1 км протяженность нефтяной фазы должна быть не менее 245 м. При

этом же наклоне в среднезернистых песчаниках всплывание нефти наступает при длине фазы 37 м.

Минимально необходимая для всплывания длина нефтяной или газовой фазы L_{\min} , достаточная для последующего движения ее вдоль кровли природного резервуара, может быть определена из уравнения для градиента I , контролирующего это движение: $I = (\gamma_{\text{в}} - \gamma_{\text{н}}) \sin \alpha + (2\sigma/L) (1/R_1 - 1/R_2) + i + V^2/2gL$, откуда

$$L_{\min} = \frac{2\sigma \left(\frac{1}{R_1} - \frac{1}{R_2} \right) + \frac{V^2}{2g}}{-(\gamma_{\text{в}} - \gamma_{\text{н}}) \sin \alpha - i},$$

где σ — поверхностное натяжение на границе раздела нефти и воды; R_1 и R_2 — радиусы пор на противоположных концах нефтяной массы; $V^2/2g$ — скоростной (гидродинамический) напор на лобовую поверхность нефтяной массы; $\gamma_{\text{в}}$ и $\gamma_{\text{н}}$ — удельные веса воды и нефти; α — угол наклона природного резервуара; i — градиент приведенного давления.

При неограниченном возрастании L $I = (\gamma_{\text{в}} - \gamma_{\text{н}}) \sin \alpha + i$.

Условия вертикального перетока углеводородных фаз (нефти и газа) по системам трещин определяются раскрытостью трещин. В крупных трещинах (шириной более 1 мм) нефть и газ могут всплывать в виде капель и пузырьков, отрывающихся от общей массы нефти и газа, поступающей в трещину снизу. Условием всплывания для нефти и газа в этом случае будет $(\gamma_{\text{в}} - \gamma_{\text{н}}) + \text{grad } p > 0$, где $\text{grad } p$ — градиент приведенного давления. По трещинам этой группы возможен как односторонний, так и встречный переток (вода — вниз, а нефть и газ — вверх).

В средних трещинах (шириной менее 1 мм и до капиллярных) разрыва фронта вода — нефть и вода — газ не происходит и всплывание капелек нефти и пузырьков газа отсутствует. Капиллярные силы имеют весьма малую величину и ими можно пренебречь. Условия перетока нефти или газа характеризуются следующим неравенством: $p_1 - \gamma_{\text{н}}h > p_2 + \gamma_{\text{в}}m$, где p_1 — давление на водонефтяном разделе; h — высота углеводородной фазы; p_2 — давление на подошве вышележащего коллекторного горизонта; m — мощность разделяющей нижний и верхний коллекторский горизонты толщи.

В случае заполнения нефтью трещин по всей мощности разделяющей толщи условием всплывания нефти будет $p_1 - \gamma_{\text{н}}(h + m) > p_2$.

При соблюдении приведенных неравенств переток нефти и газа является односторонним и на него будет оказывать существенное влияние гидродинамическая обстановка в выше- и нижележащем коллекторских горизонтах.

В тонких (капиллярных) трещинах капиллярные силы будут достаточно велики и создадут существенное противодействие перетоку нефти (газа). В этом случае условие перетока нефти (газа) вверх может быть представлено в виде $p_1 - \gamma_{\text{н}}h > p_2 + \gamma_{\text{в}}m + p_{\text{кап}}$, где $p_{\text{кап}}$ — капиллярное давление.

Обозначив через E_1 , p_1 , γ_1 соответственно градиент силового потенциала единицы массы жидкости, пластовое давление, удельный вес

жидкости в верхнем коллекторском горизонте и через E_2 , p_2 , γ_2 соответствующие величины в нижнем горизонте, А. Е. Гуревич (1969 г.) при мощности разделяющей толщ m охарактеризовал различные условия перетока следующим образом:

Переток вверх $E_1 \geq 0$, $E_2 > 0$, или	Встречный переток $E_1 < 0$, $E_2 > 0$, или	Переток вниз $E_1 < 0$, $E_2 \leq 0$, или
$\gamma_1 \leq \frac{p_2 - p_1}{m}$,	$\gamma_1 > \frac{p_2 - p_1}{m}$,	$\gamma_1 > \frac{p_2 - p_1}{m}$,
$\gamma_2 < \frac{p_2 - p_1}{m}$	$\gamma_2 < \frac{p_2 - p_1}{m}$	$\gamma_2 \geq \frac{p_2 - p_1}{m}$

При переносе вещества в виде микрогетерогенных и грубодисперсных систем, а также макротел, имеющих четкий межфазовый раздел, большое значение приобретают капиллярные силы. Эти силы особенно существенны для дисперсных систем, характеризующихся большой кривизной ($1/R$) межфазовых разделов. При внедрении в поровый канал дисперсная частица (капля нефти или пузырек газа), имеющая первоначально сферическую форму и радиус R , несколько деформируется и приобретает в своих лобовой и тыловой частях соответствующие радиусы R_1 и R_2 . Разность капиллярных давлений на противоположных концах капли, необходимая для ее перемещения, составит $\Delta p_{\text{кап}} = 2\sigma(1/R_1 - 1/R_2) \neq 0$ при необходимом условии, что $R_1 \neq R_2$ (эффект Жамена).

Сила, необходимая для деформации капли, возникающая за счет сопротивления в сужениях поровых каналов, определится уравнением $F_{\text{деф}} = 2\pi\sigma \cos \Theta (R_1 - R_2)$, где σ — поверхностное натяжение на границе раздела двух фаз; Θ — краевой угол смачивания.

Связанный объем нефти будет находиться на месте, пока не испытает некоторую деформацию за счет изменения конфигурации порового канала, т. е. до создания разности капиллярных давлений в противоположных его концах. При плавном изменении радиуса пор в каком-либо направлении, когда постоянно существует разница между R_1 и R_2 , направленная в одну и ту же сторону, указанный объем нефти будет передвигаться на всей длине такого плавного изменения R . При неоднородной пористости породы достаточно небольшого перемещения этого объема, чтобы достигнуть равновесия капиллярных сил. Если же объем нефти будет находиться частично в тонкопористой, частично в крупнопористой породе, то перемещение будет происходить до тех пор, пока вся нефть не окажется в крупнопористой породе.

Градиент приведенного давления и архимедова сила $F_v = V(\gamma_v - \gamma_n)$ будут способствовать или противодействовать рассмотренному перемещению в зависимости от соотношения направлений действия и величин этих сил. При наиболее распространенных размерах пор и узких проходов между ними капиллярные силы могут быть достаточно велики и поэтому их можно считать преобладающими в сумме сил, действующих на каплю нефти или пузырек газа. Однако, принимая во внимание неоднородность распределения пор в породе, можно говорить лишь об очень небольших

перемещениях капель нефти и пузырьков газа под действием капиллярных сил. Капли и пузырьки, по размерам меньшие, чем диаметр поровых каналов, будут стремиться всплыть, поскольку сила всплыwania их будет значительно выше градиента приведенного давления и скоростного напора $F_{ск}$, определяемого по формуле $F_{ск} = (\gamma_v V^2 \pi R^2) / 2g$, где V — скорость водного потока.

Капиллярные силы в этом случае не будут препятствовать движению капли (пузырька) и последние будут всплывать до тех пор, пока не встретят непроницаемую поверхность или не попадут в тупиковую пору. Следует отметить, что градиент приведенного давления может обеспечить величину силы $F_{гд} = 2\pi R^3 i$, где i — градиент приведенного давления.

С повышением температуры капиллярные силы будут постепенно ослабевать, а их противодействие движению углеводородной массы станет снижаться из-за уменьшения поверхностного натяжения. Зависимость величины поверхностного натяжения от температуры может быть охарактеризована формулой Катаямы — Гугенгейма $\sigma = \sigma_0 (1 - t/t_{кр})^{11/9}$, где σ_0 — коэффициент поверхностного натяжения при температуре соответственно t и 0 °C; $t_{кр}$ — критическая температура.

Исследованиями, проведенными А. Н. Гусевой и Е. И. Парновым в 1963 г., доказано, что при температуре, близкой к 200 °C, поверхностное натяжение пентана, циклогексана и толуола равно нулю или весьма невелико. Температурный предел, при котором можно пренебречь капиллярными силами из-за их незначительной величины, резко сдвигается в сторону более низкой температуры при переходе от индивидуальных жидкостей к растворам. Эффект снятия поверхностных сил в значительной мере усугубляется еще и присутствием в нефтяных и рассеянных битумоидах различных ПАВ (например, нафтеновых кислот). Указанные авторы считают, что при изучении процессов миграции УВ на глубинах более 2 км действием капиллярных сил можно пренебречь.

Процесс фильтрации применительно к миграции УВ в виде микрогетерогенных систем рассматривался Н. В. Кулаковым (1964 г.). Основное внимание уделялось движению диспергированных в воде частиц коллоидных размеров, более крупных агрегатов и определению условий, благоприятных для их всплыwania в несущем потоке воды. В качестве исходного было использовано известное уравнение, характеризующее относительное движение капли нефти в несущем потоке транспортирующего агента (воды):

$$\left[g_x (\rho' - \rho'') \sin \alpha + \frac{\partial p_{тр}}{\partial x} \right] V - \xi \rho' \frac{(w'' - w')^2}{2} \omega - \\ - \Sigma \rho' V \frac{dw'}{dt} = \rho'' V \frac{dw''}{dt} - \psi (w'' - w') \rho'' \frac{dV}{dt},$$

где ρ' , ρ'' — плотность воды и нефти; $p_{тр}$ — сила трения; V — объем капли; ξ — коэффициент сопротивления относительно движению капли в несущем потоке воды; w'' и w' — скорости капли нефти и несущего потока воды; ω — расчетное поперечное сечение капли; Σ — коэффициент увлечения несущей воды («присоединенной массы»); t — время; ψ — ко-

эффицент реактивности, обусловленный изменением массы капли при ее движении.

Первый член уравнения выражает не только архимедову силу (гравитационную силу всплывания), но и силу, обусловленную наличием $\text{grad } p_{\text{тр}}$, который возникает в результате потерь на трение жидкости о породу. Вычисления показывают, что $p_{\text{тр}}$ ничтожно мала по сравнению с архимедовой силой и ею можно пренебречь. Второй член уравнения характеризует силу сопротивления относительно движению капли в несущей среде. Третий — представляет собой силу инерции присоединенной, т. е. увлеченной в относительное движение капли массы несущей воды. Поскольку движение воды принимается установившимся, то четвертый член уравнения отражает силу инерции самой капли. Пятый член уравнения в связи с тем, что $dV/dt=0$ и масса капли в ламинарном потоке остается неизменной, также равен нулю.

С учетом принятых условий расчеты проводились для капель нефти шарообразной формы (с объемом $\frac{4}{3}\pi r^3$) на примере палеозойских отложений Нижнего Поволжья. Современные скорости движения подземных вод, неизменные в палеоплане, на глубинах 200, 550 и 1400 м и при соответствующем им пластовом давлении 1,8; 6 и 15 МПа составляют $0,7 \cdot 10^{-8}$; $0,5 \cdot 10^{-8}$ и $0,2 \cdot 10^{-8}$ м/с. Величина угла α , характеризующего наклон оси проекции x к горизонтальной оси, определялась по картам эквипотенциальных поверхностей для перепадов давлений 0—1,8; 0—6 и 0—15 МПа и составила соответственно около $10'$, $20'$ и $50'$.

Безразмерный коэффициент ξ , связанный со скоростной характеристикой несущего потока, определялся из соотношения $\xi=48\nu/(\omega'r)$, где ν — кинематическая вязкость воды, принимавшаяся для глубин 200, 550 и 1400 м соответственно равной 100, 90 и 75 $\text{мм}^2/\text{с}$; r — радиус пор для двух вариантов расчетов $5 \cdot 10^{-5}$ и $5 \cdot 10^{-6}$ м; ω' — скорость движения подземных вод.

В результате было установлено, что на глубинах 200, 550 и 1400 м коэффициент ξ равен соответственно $34 \cdot 10^6$, $60 \cdot 10^6$ и $120 \cdot 10^6$ при радиусе пор $5 \cdot 10^{-5}$ м и соответственно $34 \cdot 10^7$, $60 \cdot 10^7$ и $120 \cdot 10^7$ при радиусе пор $5 \cdot 10^{-6}$ м.

Максимальная скорость всплывания капли нефти будет наблюдаться при $\omega'=0$: $\omega''=(2r^2/9\eta)(\rho'-\rho'')g$, где r — радиус капли.

Максимальная скорость всплывания капель нефти определялась при величине $\rho'-\rho''$ 60, 160 и 352 $\text{кг}/\text{м}^3$ и η 1,05; 1,00 и 0,85 МПа·с соответственно на глубинах 200, 550 и 1400 м, и составила при разных радиусах пор, 10^{-12} м/с: при 10^{-7} м 1200, 3480 и 8700; при 10^{-8} м 12, 34,8 и 87; при 10^{-9} м 0,120, 0,348 и 0,870.

Проведенные расчеты показали, что всплывание капель нефти возможно лишь при определенных размерах пор и частиц, когда подъемная сила превышает силу лобового сопротивления и капля будет всплывать и двигаться, преодолевая ток воды. Капля нефти с радиусом 10^{-7} м будет всплывать в порах с радиусом $5 \cdot 10^{-5}$ м уже при $\alpha \approx 20'$, с радиусом 10^{-8} м — при $\alpha \approx 50'$, а с радиусом 10^{-9} м — только при $\alpha \approx 1^\circ 15'$. В порах же с радиусом 10^{-6} м капли нефти с указанными выше радиусами

вообще всплывать не будут из-за малой архимедовой силы по сравнению с силой сопротивления относительному движению капли в несущей среде. В порах с радиусом 10^{-5} м радиус свободно всплывающей капли не может быть более 10^{-6} м, так как при этом станут развиваться капиллярные силы. В порах с радиусом 10^{-6} м движение капель нефти с радиусом 10^{-6} м невозможно, поскольку радиус молекулярного взаимодействия круглых пор по Вант-Гоффу составляет именно $5 \cdot 10^{-6}$ м.

Весьма интересным представляется сравнение сил, которые могут быть обеспечены градиентом давления, скоростным напором, силой всплывания и капиллярными явлениями: $F_{\text{кап}} = 2\sigma(1/R_1 - 1/R_2)\pi R^2$.

При произвольном радиусе капли нефти $5 \cdot 10^{-6}$ м, равном радиусу поры, плотности нефти 800 кг/м^3 и воды 1100 кг/м^3 , градиенте приведенного давления 10^{-3} м/м, скорости водного потока $3 \cdot 10^{-9}$ м/с, поверхностном натяжении $20,5 \cdot 10^{-7}$ Н/м и радиусах капли нефти в ее лобовой и тыловой частях соответственно $4 \cdot 10^{-6}$ и $6 \cdot 10^{-6}$ м, перечисленные выше силы составят, Н (по А. Е. Гуревичу, 1969 г.): $F_{\text{гд}} 7,8 \cdot 10^{-19}$, $F_{\text{ск}} 9 \cdot 10^{-25}$, $F_{\text{в}} 1,6 \cdot 10^{-12}$ и $F_{\text{кап}} 1,6 \cdot 10^{-7}$.

Приведенные данные показывают, что при радиусах капель, меньших, чем радиус поровых каналов, капли будут стремиться всплыть, так как сила, вызывающая всплывание, на 7—13 порядков больше сил, обеспеченных градиентом приведенного давления и скоростным напором. Однако сила всплывания на пять порядков ниже капиллярных сил, которые и воспрепятствуют всплыванию капли, вызвав закупоривание поры.

Таким образом, вторичная миграция УВ является весьма сложным процессом, контролируемым многими природными факторами. Особенно это относится к фильтрации пластовых вод с диспергированными в них каплями нефти и пузырьками газа, по размерам относимым к коллоидным дисперсиям. В процессе миграции по пласту-коллектору или между пластами единица массы любого флюида находится под воздействием движущей силы и силы сопротивления окружающей среды, определяющих возможность и направление движения указанной массы. При достижении определенных размеров углеводородная фаза приобретает способность к всплыванию, находясь, однако, под действием указанных выше сил. В гидродинамических условиях (особенно в отсутствие капиллярных явлений) газ в свободной фазе и нефть будут перемещаться с большей скоростью, чем вода, а направление их движения будет зависеть от того, каким (восходящим или нисходящим) будет поток воды в коллекторском горизонте. Действие капиллярных сил, ослабевающее по мере роста пластовой температуры, для миграции УВ на глубинах до 2 км останется достаточно ощутимым (особенно при фильтрации пластовых вод с диспергированными в них углеводородными агрегатами, закупоривающими поры и трещины в силу несоизмеримости их размеров с диаметром проводящих каналов). Последнее обстоятельство в значительной мере ограничивает роль подобного рода фильтрации при формировании углеводородных скоплений. Процесс фильтрации из-за различия подвижности флюидов сопровождается их естественной сегрегацией, способствующей раздельному движению фаз.

§ 4. Время, продолжительность и скорость формирования скоплений нефти и газа

Под временем формирования залежей нефти и газа понимается период с момента поступления первых порций нефтяных УВ в ловушки до их полного заполнения.

Существующие представления о времени формирования залежей УВ разноречивы. Одна часть ученых, стоящих на позициях теории органического происхождения нефти, считает, что образование залежей происходит сразу в один этап и вскоре после отложения вмещающих пород (В. Н. Тихий, Л. Н. Розанов, А. А. Трофимук, С. П. Козленко, К. А. Машкович и др.), другая — полагает, что этот процесс длителен и протекает либо равномерно на протяжении всей истории развития осадочных бассейнов, либо поэтапно — соответственно периодам проявления наибольшей тектонической активности (И. М. Губкин, Н. П. Туаев, З. А. Табасаранский, Н. А. Калинин, Н. А. Еременко, С. П. Максимов и др.). Сторонники неорганического происхождения нефти (В. Б. Порфирьев, Н. А. Кудрявцев, К. Б. Аширов и др.) миграцию нефти по разломам и формирование залежей связывают с послепалеогеновым временем — периодом альпийского орогенеза. В то же время Г. Н. Доленко и З. М. Маймин считают, что формирование залежей — процесс многократный, соответствующий периодам заключительных фаз тектонических циклов развития геосинклинальных областей.

В основе известных способов определения времени формирования залежей УВ лежат различные косвенные показатели, которые с той или иной степенью достоверности позволяют установить: время возможного начала формирования залежей, время возможного завершения процесса их формирования и возможность формирования залежей на современном этапе.

Время начала формирования залежей нефти и газа

Известно два метода определения времени возможного начала формирования залежей нефти и газа: геологический и геолого-геохимический (табл. 9.3).

Геологический метод базируется на использовании результатов историко-геолого-геохимических исследований, палеоструктурных построений, а также реконструкций палеоглубин и палеотемператур в период формирования залежей и накопления вмещающих их пород.

Палеогеологический способ датирует время возможного начала формирования залежей нефти и газа по возрасту вмещающих пород: залежи не могли сформироваться раньше образования тех пород, в которых они залегают.

Историко-геолого-геохимический способ основан на определении времени генерации нефтяных УВ. Между тем сам вопрос о времени генерации нефтяных УВ является дискуссионным. Основываясь на представлениях по превращению глинистого осадка в горную породу, В. Гассоу (1961 г.) пришел к выводу, что нефть, а затем и газ начинают

Классификационная схема методов определения времени формирования залежей нефти и газа

Метод	Способ	Применим для залежей		Определяется время		
		нефти	газа	стратиграфическое	абсолютное	относительное
Время возможного начала формирования залежей						
Геологический	Палеогеологический	+	+	+		
	Историко-геолого-геохимический	+	+	+		
	Регионального наклона пород	+	+	+		
	Палеоструктурный	+	+	+		
	Палинологический	+	+	+		
Геолого-геохимический	Литологический	+				
	Гелий-аргоновый	+	+		+	+
	Геохимический	+	+		+	
Время возможного завершения формирования залежей						
Физический	Термобарический (объемный)	+	+	+		
	Давления насыщения	+				
	Диффузионно-хроматографический	+	+	+	+	
	Диффузионный	+	+		+	
	Аномальных давлений	+	+		+	
	Геотермических аномалий	+	+		+	
Формирование залежей на современном этапе						
Физический	Потенциметрический	+	+			
	Заполненности ловушек	+	+			
	Газонасыщенности пластовых вод	+	+			

вытесняться в коллекторы не раньше того момента, как давление на жидкость в породе начнет преодолевать капиллярное давление. Такую критическую нагрузку глинистые отложения испытывают при погребении их примерно на 600—900 м. И. И. Аммосов, В. С. Вышемирский, В. А. Соколов, Н. Б. Вассович и др. считают, что генерация нефти и газа происходит при прохождении потенциальными нефтематеринскими породами вертикальных генетических зон (газообразования, нефтегазообразования).

Способ регионального наклона пород базируется на анализе изменения углов наклона продуктивных пластов в процессе развития осадочного бассейна. Миграция УВ к ловушкам начнется лишь после того, как вмещающие породы будут наклонены под каким-то минимально необходимым для этого процесса углом. По И. М. Губкину, для

миграции УВ вдоль пластов-коллекторов достаточен наклон их всего в 1—1,5°. Примерно такой же угол наклона получен П. П. Забаринским (1951 г.), а В. Рассел (1961 г.) допускает возможность латеральной миграции при наклоне пород в несколько минут. Связь между рассматриваемыми явлениями может существовать, если: ко времени возникновения наклона пород, обеспечивающего миграцию УВ, последние находились в пласте-коллекторе в виде элементарных скоплений; время миграции таких скоплений от мест их образования до ловушек по геологическому времяисчислению было незначительным и на пути движения УВ имелись готовые или формирующиеся ловушки. Вместе с тем в последние годы все большую поддержку получают представления о том, что при равных фильтрационных свойствах пластов-коллекторов ловушки, расположенные на крутых склонах депрессий, будут заполняться раньше ловушек на пологих бортах. Основанием для таких представлений служит отмеченное В. Ф. Раабеном, М. К. Калинин, Г. А. Алексиним, В. В. Коцерубой, В. М. Симоненко и др. существенное различие во времени формирования залежей в пределах платформенных и геосинклинальных областей.

Палеоструктурный способ позволяет датировать период возможного начала формирования залежей по времени образования ловушки, которое устанавливается различными методами. Для ловушек сводового типа оно определяется моментом появления замкнутых поднятий; для литологически, стратиграфически и тектонически ограниченных ловушек — соответственно периодами замещения пластов-коллекторов непроницаемыми породами, временем отложения трансгрессивной серии пород и образования тектонических разломов. Изучению времени формирования локальных структур в нефтяной геологической литературе уделяется особенно большое внимание.

Связь между временем формирования структур и их нефтегазоносностью анализировалась большой группой исследователей (В. Н. Тихим, Л. Н. Розановым, С. П. Козленко и др.). Однако результаты такого анализа оказались весьма разноречивыми, а подчас диаметрально противоположными. Многочисленные примеры подобных расхождений по ряду регионов приведены в работах М. Ф. Мирчинка, В. П. Бухарцева (1956 г.), С. П. Максимова (1964 г.), Н. А. Еременко (1968 г.). Следует указать, что в тех же самых районах, где, по мнению одних исследователей, наиболее перспективными в отношении нефтегазоносности являются складки древнего заложения, по мнению других, — в большинстве случаев продуктивны структуры, которые наиболее активно формируются на современном этапе развития земной коры.

Палинологический способ основан на изучении соотношения возраста микрофоссилий (споры и пыльца наземных растений, микроскопические водоросли, акритархи, обрывки растительных тканей), содержащихся в нефтях, газах, газоконденсатах и вмещающих их пластах-коллекторах. Микрофоссилии малы по размерам, имеют небольшую плотность и потому легко могут переноситься по подземным каналам как жидкостями, так и газом. Кроме того, споры, пыльца и другие микрофоссилии растительного происхождения необычайно устойчивы к воздействию кислот, щелочей, а также к высоким давлению и температуре. Па-

линологический способ весьма эффективен в тех случаях, когда микрофоссилии в нефтях и газах моложе вмещающих пород. С помощью этого метода нижняя граница времени формирования залежей может быть поднята на стратиграфической шкале значительно выше возраста вмещающих пород. Однако в природе такие случаи, судя по результатам исследований А. М. Медведевой, весьма редки. Более часто микрофоссилии в нефтях и газах древнее пород, в которых они залегают. Применительно же к таким залежам палинологический способ в вопросе о времени их формирования малоэффективен.

Геолого-геохимический метод определения времени возможного начала формирования залежей включает литологический, гелий-аргоновый и геохимический способы.

Литологический способ применим для определения времени формирования только нефтяных залежей. Возможность использования данных минералого-петрографического анализа битуминозных и нефтеносных пород для определения времени образования различного ряда скопленных нефтяных УВ в осадочных отложениях неоднократно освещалась в работах советских и зарубежных геологов (П. М. Миропольского, Н. М. Страхова, П. П. Авдусина, В. Б. Татарского, У. Уолдсмита и др.). Основы литологического способа в современном его виде разработаны группой ученых ИГиРГИ — К. Р. Чепиковым, Е. П. Ермоловой, Н. А. Орловой, Г. И. Сурковой.

Суть способа состоит в установлении последовательности постседиментационных преобразований пород-коллекторов и выявлении морфологических соотношений нефти (или битумоида) с аутигенными минералами, кристаллизация которых относится к определенным стадиям существования осадка и породы (седиментогенезу, диагенезу и катагенезу), а также в выявлении характера включений нефти в пустотах, возникших при растворении карбонатного и сульфатного вещества на разных стадиях осадочного породообразования. В результате представляется возможность определять время инфильтрации нефти в пласт-коллектор относительно тех вторичных преобразований, которые в нем происходили.

Для определения времени заполнения ловушки нефтью используется также различие в интенсивности постседиментационных преобразований пород-коллекторов в контуре нефтеносности и за его пределами, обусловленное неодинаковыми свойствами насыщающих их флюидов. В отличие от нефти, пластовые воды, обладающие ярко выраженными электролитическими свойствами, способствуют развитию процессов преобразования вмещающих пород. Последнее проявляется как в структурных и текстурных изменениях скелета и цемента пород, так и в образовании новых минералов.

По мере погружения пород и соответственно изменения термобарических условий степень катагенетического преобразования пород увеличивается. Сравнивая показатели катагенетического изменения пород в контуре нефтегазоносности залежи с аппроксимированными фоновыми значениями их в водонасыщенных породах, можно определить начало консервации вторичных преобразований в результате инфильтрации нефти в коллекторскую толщу, а отсюда и время начала заполнения ловушки.

Учитывая же, что заполнение ловушек нефтяными УВ и сопутствующая ему консервация постседиментационных преобразований в породах-коллекторах происходит сверху вниз, можно определять не только начало, но и продолжительность формирования залежей.

К недостаткам литологического способа, хотя его и следует рассматривать в качестве одного из наиболее перспективных, относятся: завышение времени начала формирования залежей из-за продолжающихся катагенетических (или эпигенетических) изменений пород после заполнения их УВ — нет полной консервации этих процессов, так как не вся вода вытесняется из пластов-коллекторов; возможная неточность определения времени формирования залежей в связи с вероятным отличием истинных значений катагенетических изменений пород внутри залежей от аппроксимированных фоновых значений — интенсивность катагенетических преобразований в сильной степени зависит от неоднородности химического состава как пластовых вод, так и вмещающих их пород.

Гелий-аргоновый способ (впервые разработанный В. П. Савченко в 1935 г. для определения возраста растворенных в воде газов или, точнее, времени пребывания воды во вмещающей породе) позволяет устанавливать абсолютный возраст формирования нефтяных и газовых залежей. В основе его лежит положение о постоянстве содержания в пластовых водах аргона (космического происхождения) и изменении во времени содержания гелия (образуется в основном за счет радиоактивного распада элементов ториевого и уранового рядов). Время пребывания вод в породах определяется по формуле $\tau = (\text{He}/\text{Ar})77,1 \cdot 10^6$, где τ — искомый ориентировочный возраст воды, годы; He и Ar — объемное содержание в растворе воды гелия и аргона, %; $77,1 \cdot 10^6$ — коэффициент, рассчитанный по среднему содержанию и отдаче гелия подземной воде горной породой, а также его диффузии через подстилающие и перекрывающие породы (по Л. П. Козлову он равен $115 \cdot 10^6$). Предложение использовать эту формулу при коэффициенте $25 \cdot 10^6$ для определения времени формирования газовых залежей (вообще сухих газов) было выдвинуто А. Л. Козловым в 1950 г., а для нефтяных залежей (с введением дополнительных множителей) — А. А. Черепенниковым в 1955 г. Формулы выведены для средних значений радиоактивности, пористости, отдачи гелия и диффузии, поэтому способ в основном применим для различия флюидов крупных стратиграфических подразделений, далеко отстоящих по геологическому возрасту друг от друга. Достоверные результаты могут быть получены, по данным А. Л. Козлова, например, при решении вопроса о том, связаны ли те или иные выходы газов с древними коренными или с четвертичными породами.

Геохимический способ, предложенный А. Н. Резниковым в 1967 г., основан на представлениях об определенной направленности превращения нефтяных УВ в зоне катагенеза: увеличение содержания ароматических и метановых УВ за счет превращения нафтеновых. Степень превращенности нефтей P_n описывается уравнением $P_n = f(A \cdot M^2/N^4)$, где A, M и N — массовое содержание (%) соответственно ароматических, метановых и нафтеновых УВ во фракции н. к. — 200 °С. Значения P_n меняются от долей единицы в нефтях отложений кайнозойского возраста до

нескольких десятков в нефтях из отложений палеозойского возраста. Кроме того, существует прямая связь между Π_n и произведением абсолютного возраста нефтегазоносных пород на величину пластовой температуры. Последнее позволило вывести (из уравнения регрессии) формулы для определения геохимического возраста нефтей τ_n и газа τ_r : $\tau_n = 7450 : (0,242 + 1/\Pi_n) \pm 3$ млн. лет и $\tau_r = 12000 : (1,40 + 1/\Pi_n) \pm 2$ млн. лет. Недостатком геохимического способа является то, что возраст нефти (газа), определяемый по указанным формулам, относится к продолжительности существования ее в зоне катагенеза вне зависимости от времени ее образования. Между тем нефть (газ) изначально могла быть сильно изменена, будучи образована УВ, возникшими (и эмигрировавшими) на наиболее низком уровне нефтегазоносной зоны [4].

Время завершения формирования залежей нефти и газа

Все существующие способы определения времени завершения формирования залежей УВ (по давлению насыщения нефтей, по содержанию растворенных в воде газов, по скорости нивелирования аномальных пластовых давлений и геотермических аномалий, а также термобарический, диффузионно-хроматографический и диффузионный способы) относятся к физическим методам и почти все они датируют нижнюю границу возможного завершения формирования залежей и не исключают продолжение формирования залежей вплоть до настоящего времени.

Термобарический (объемный) способ, применимый только для газовых залежей, базируется на законе газового состояния Бойля — Мариотта и предусматривает определение времени, когда объем порового пространства ловушки был равен объему УВ изучаемой залежи при соответствующих термобарических условиях. При расчетах используется уравнение Менделеева — Клапейрона, которое в несколько измененном виде выражает следующую зависимость:

$$p_{\phi} = \frac{p_c V_c}{V_{\phi}} \cdot \frac{t_{\phi} K_{\phi}}{t_c K_c},$$

где p_{ϕ} , p_c и t_{ϕ} , t_c — пластовые давление и температура соответственно в момент формирования залежи и на современном этапе; V_c — современный объем залежи; V_{ϕ} — объем ловушки; K_{ϕ} и K_c — коэффициенты сжимаемости газа в момент формирования залежи и при современном ее объеме.

В момент завершения формирования залежи пластовое давление принимается равным гидростатическому. В связи с этим вышеприведенное уравнение может быть записано в следующем виде:

$$\frac{H_{\phi}}{\gamma_{\text{в}}} = \frac{p_c V_c}{V_{\phi}} \cdot \frac{t_{\phi} K_{\phi}}{t_c K_c},$$

где H_{ϕ} — мощность отложений, перекрывающих залежь в момент завершения ее формирования.

При ориентировочном определении H_{ϕ} ввиду неопределенности значений t_{ϕ} и K_{ϕ} расчет производится без учета изменения объема залежи

за счет температуры и сжимаемости газа, т. е. отношение $t_{\phi}K_{\phi}/(t_cK_c)$ принимается равным 1. Время формирования залежи определяется по стратиграфическому разрезу на глубине H_{ϕ} . Более точно H_{ϕ} рассчитывают повторно с учетом температуры и сжимаемости газа (t_{ϕ} и K_{ϕ} устанавливают исходя из глубины, определенной при первом расчете H_{ϕ}). Кроме того, в величину H_{ϕ} второго определения вводят поправки на уплотнение пород и на глубину бассейна осадконакопления (столба воды).

Рассматриваемый объемный метод для газовых залежей был предложен А. И. Леворсенем в 1958 г., разработан для практического использования Н. А. Еременко и К. М. Марченко в 1959 г. Позднее метод уточнялся многими исследователями для определения времени образования газовых и даже нефтяных залежей. В. А. Чахмахчев и Б. М. Яковлев в 1963 г. при расчетах возраста залежей газа предложили учитывать историю развития как региона в целом, так и отдельных локальных структур. Для определения емкости ловушек привлекалась серия палеоструктурных карт по отдельным локальным поднятиям.

Другим наиболее существенным усовершенствованием объемного способа является определение В. А. Кировым в 1964 г. времени завершения формирования залежей графическим путем. На диаграмме объем порового пространства ловушки сопоставляется с объемом газовой залежи в отдельные периоды геологического времени. Объемы ловушки устанавливаются на основе палеотектонических построений, а объемы газовой залежи — в результате расчетов по закону Бойля — Мариотта. Время завершения формирования залежи датируется тем периодом, где линия изменения объема порового пространства ловушки пересекается с линией изменения объема залежи.

В геологической литературе обычно в качестве основных причин, которые могут привести к погрешностям при определении времени возможного завершения формирования залежей, называются существование ловушек, которые никогда полностью не были заполнены УВ, и возможность выноса УВ из ловушек после их заполнения. Чтобы исключить искажающее влияние названных факторов, необходимо данный вопрос, во-первых, решать на основе изучения не одной, а нескольких близко расположенных залежей в одноименных продуктивных пластах и, во-вторых, за исковое принимать время, наиболее близкое к современному.

Давление насыщения как критерий оценки конечного времени формирования нефтяных залежей был предложен В. Гассоу в 1953 г. Способ разработан на основе принципа дифференциального траппирования (улавливания) нефтяных УВ, согласно которому в период формирования залежей упругость растворенных газов в чисто нефтяных скоплениях соответствовала пластовому давлению, равному гидростатическому. После завершения формирования залежей в результате погружения пластов-коллекторов, вмещающих залежи, относительно области питания росло пластовое давление, что при отсутствии новых поступлений газовых фракций приводило к недонасыщенности нефтей газом. Исходными параметрами для установления времени завершения формирования нефтяных залежей служат величины упругости растворенных газов, которые соответствуют значениям пластового давления в период заполнения лову-

шек. Задача сводится к определению датированной на геологическом профиле глубины, при которой пластовое давление, принимаемое за гидростатическое, будет соответствовать упругости растворенных газов исследуемой залежи.

Диффузионно-хроматографический способ, предложенный П. Л. Антоновым в 1963 г. и в дальнейшем развитый В. А. Соколовым (1965 г.), основан на явлении диффузии УВ из залежей в окружающие обводненные породы. Возраст залежей нефти и газа устанавливается в результате расчета времени, необходимого для образования наблюдаемых ореолов рассеяния УВ. Недостаток способа — необходимость экспериментального определения коэффициента диффузии УВ в каждом конкретном случае. Оценочные его значения при соответствующих расчетах приводят к значительной неопределенности в датировании времени образования залежей.

Диффузионный способ определения времени формирования газовых залежей, разработанный А. К. Ивановым и Ю. К. Кордияком в 1965 г., основан на представлениях о нивелировании химического состава газов в залежах в результате диффузионных процессов. Время образования залежей определяется временем, необходимым для выравнивания первоначального различия концентрации УВ в залежах до современного уровня. Очевидно, что залежи с большим отличием химического состава газов от современного их состояния образовались в более раннее время. Недостатком способа является невозможность установления первоначального различия концентраций УВ в залежах, а также учета различных физико-химических процессов, которые могут способствовать возникновению неоднородности концентраций УВ в залежах, и в частности гравитационного фактора, действующего в противоположном диффузии направлении.

Способ аномальных давлений применим только для залежей нефти и газа с аномально высоким или аномально низким пластовым давлением [24].

Возможность формирования залежей на современном этапе

Как уже отмечалось, существующие способы не датируют верхнюю границу времени формирования залежей нефти и газа. Для всех залежей она может определяться сегодняшним днем. Формирование некоторых залежей на современном этапе устанавливается довольно однозначно по соотношению потенциметрических (энергетических) уровней УВ в залежах, по степени заполненности ловушек нефтяными УВ или по газонасыщенности пластовых вод. Перечисленные критерии условно можно отнести к физическому методу.

Потенциметрический способ предложен Н. А. Еременко и И. М. Михайловым в 1972 г., которые исходили из наблюдаемого в пределах многопластовых месторождений равенства энергетических уровней УВ в вершинах залежей, ограниченных разрывными нарушениями. Потенциальная энергия залежи без учета начального градиента давления нефти в пласте-резервуаре определяется по уравнению $p_a = p_b + \Delta p$, где p_a — пол-

ная потенциальная энергия залежи, p_v — потенциал воды пласта-резервуара, Δp — избыточное давление залежи на высоте точки расчета. Приразломные залежи, потенциал которых равен потенциалу вод разлома (приведенному давлению), являются гидравлически экранированными, их сохранность обеспечивается превышением напора вод со стороны разлома над напором вод продуктивных пластов. Энергетическое равновесие в залежах при неравновесной гидрогеологической обстановке может существовать только при наличии перетоков УВ, а следовательно при происходящем формировании их скоплений.

Заполненность ловушек нефтяными УВ — наиболее простой показатель современного формирования залежей нефти и газа. Способ предусматривает установление степени заполненности ловушек (с учетом влияния гидродинамики на положение контуров залежей) от их вершин до гидрозамка. Если при этом окажутся ловушки, полностью заполненные нефтью или газом, то можно считать, что формирование последних происходит в настоящее время. Положение гидрозамка ловушки должно устанавливаться с учетом (при наличии) и ложных покрышек.

Газонасыщенность пластовых вод (или упругость растворенных в воде газов) также может быть достаточно объективным показателем современного процесса формирования газовых залежей. Данное положение обосновано В. И. Корценштейном в 1968 г., который считает, что газовые залежи в окружении пластовых вод с предельным газонасыщением находятся в состоянии роста на современном этапе геологической истории.

Вопрос о времени формирования залежей нефти и газа неразрывно связан с оценкой продолжительности и скорости этого процесса. Продолжительность нефтегазонакопления определяется промежутком времени между началом и прекращением поступления УВ в ловушку. Как следует из обзора способов определения времени формирования залежей, начало возможного поступления УВ наиболее достоверно устанавливается по времени формирования ловушки. Время возможного завершения формирования залежей существующих объемов фактически датируется сегодняшним днем. Интервал геологического времени между образованием ловушки и сегодняшним днем является максимальным периодом формирования залежей нефти и газа. В действительности этот процесс мог завершаться и в более короткие сроки.

Оценка продолжительности формирования залежей в различных регионах мира по времени образования ловушек проводилась многими исследователями. А. Леворсен в 1958 г. на примере месторождения Кетлмен-Хилс (Калифорния) рассчитал, что продолжительность формирования залежей исчисляется временем от 0,1 до 1 млн. лет. Ф. М. Багир-Заде в 1969 г. интервал времени формирования залежей в продуктивной толще Апшеронского полуострова определил в 0,78—0,97 млн. лет. М. Хэлбути и др. (1970 г.) установили, что продолжительность формирования залежей в плейстоценовых породах на ряде месторождений побережья Мексиканского залива (Бей-Мерчанд-Тимбальер, Бей-Кайлоу-Айленд и др.) со-

ставила менее чем 1—1,5 млн. лет. По И. В. Высоцкому (1971 г.), залежи нефти в отложениях мезотиза месторождений Плюештинского района Румынии формировались на протяжении не более 2—3 млн. лет. Отмечая сравнительно короткий промежуток времени, в течение которого могли сформироваться залежи в отложениях кайнозоя, почти все исследователи сходятся во мнении, что нет оснований называть более длительный период формирования залежей в другие геологические периоды.

Скорость формирования залежей нефти и газа определяется отношением продолжительности времени формирования залежей к их геологическим запасам. Очевидно, что наибольшие скорости нефтегазонакопления при таком способе расчета будут присущи наиболее крупным по запасам залежам, находящимся в самых молодых отложениях. При этом вычисленные скорости нефтегазонакопления или средний ежегодный рост залежей имеют минимальные значения по сравнению с действительными. Последнее связано с тем, что при расчетах принимаются наибольшие по времени периоды формирования залежей.

Вопрос о скорости нефтегазонакопления обстоятельно рассмотрен в работе К. Бека и И. Высоцкого [4]. По их мнению, основанному на изучении месторождений различных нефтегазоносных провинций мира, формирование большинства залежей нефти происходило со средней скоростью до 25 т/год. Залежи месторождений-гигантов формировались с большей скоростью — до 700 т/год.

К. Беком и И. Высоцким произведена и отдельная оценка времени основных периодов истории развития скоплений нефтяных УВ: образование нефтематеринских пород, генерация в них УВ, эмиграция последних и миграция их по пластам-коллекторам к ловушкам. Весь этот период, включая время формирования залежей, оценивается в 10—12 млн. лет, из них период собственно генерации и эмиграции УВ составляет 7,5—9, максимум 10—12 млн. лет.

Таким образом, залежи нефти и газа могут образоваться за достаточно короткий промежуток геологического времени. В ряде случаев устанавливается их молодой возраст и формирование на современном этапе. Поэтому, учитывая наличие признаков существования древних залежей, можно полагать, что образование и разрушение скоплений нефти и газа — процесс непрерывный, с большей или меньшей скоростью протекающий на протяжении всей истории развития нефтегазоносных бассейнов.

§ 5. Физическая сущность экранирования залежей нефти и газа

Одним из современных направлений изучения экранирования скоплений УВ является исследование физических процессов миграции пластовых флюидов и характера экранирующих сил, их энергетики в пластовых термодинамических условиях. При этом экран для залежи нефти или газа, будь то порода-покрышка или ВНК и ГВК, рассматривается как физическое явление, которое определяется суммой сил, препятствующих миграции УВ. Главными из этих сил являются разность давлений пластовых

флюидов, капиллярное давление и начальный градиент давления при фильтрации воды и нефти.

М. Хабберт (1953 г.) при изучении особенностей образования и сохранения залежей нефти и газа в гидродинамических условиях рассматривал модель пласта-резервуара, имеющего покрывку с идеальными экранирющими свойствами. Для определения условий экранирования со стороны ВНК и ГВК он ввел понятие о потенциале, который понимается как потенциальная энергия, равная работе, необходимой для перемещения (без учета трения) единицы массы флюида в гравитационном поле Земли от высотного положения на плоскости сравнения до уровня в рассматриваемой точке. М. Хабберт предложил также формулу потенциала нефти (или газа) в выражении через потенциал воды, который может быть записан в линейных единицах: $h_n = (\rho_w/\rho_n)h_w - (\rho_w - \rho_n)/\rho_n$, где h_n и h_w — по существу представляют собой пьезометрические уровни нефти и воды. Это уравнение М. Хабберт применил при картировании гидравлических ловушек, понимая при этом ловушку как участок пласта-резервуара с низким потенциалом нефти, ограниченный со всех сторон эквипотенциальной поверхностью с более высоким значением потенциала нефти. Эквипотенциальные поверхности нефти или газа представляют собой в геологическом смысле условные поверхности, параллельные ВНК или ГВК. В плане линии пересечения эквипотенциальных поверхностей с кровлей пласта-резервуара, имеющие замкнутую конфигурацию, определяют возможное положение контуров ВНК или ГВК. При гидростатическом режиме эквипотенциальные поверхности совпадают с горизонтальными плоскостями и поэтому внешние контуры ВНК и ГВК повторяют изогипсы кровли пласта.

Поскольку потенциал пластовых флюидов отождествляется с приведенным давлением (А. Е. Гуревич, Л. Н. Капченко, Н. М. Кругликов, 1972 г.), то он может быть выражен, как в единицах давления (Н. А. Еременко, И. М. Михайлов, Б. М. Яковлев, 1975 г.): $p_y = p_w - Z(\gamma_w - \gamma_y)$, так и в линейных единицах (метры столба пресной воды); $H_y = H_w - Z(\gamma_w - \gamma_y)/\gamma_{пр}$, где Z — абсолютная отметка; γ_y , γ_w и $\gamma_{пр}$ — удельный вес соответственно углеводородного флюида, воды пластовой и пресной.

Метод картирования М. Хабберта и модификация его метода, разработанные В. П. Савченко, Н. А. Еременко, Н. В. Кулаковым, Ю. П. Гаттенбергером, справедливы для частного случая постоянства плотности пластовых флюидов на всем протяжении пласта.

Главным условием сохранения залежей нефти и газа и необходимым элементом ловушки является покрывка, которая представляет собой пласт или комплекс пластов горных пород, способствующих возникновению и сохранению в определенные периоды геологической истории разностей потенциалов пластовых флюидов, суммарный градиент которых препятствует миграции УВ. В этом понятии покрывки заключается физическая сущность экранирования скоплений УВ, которая сводится к уравновешиванию потенциальной энергии залежей тремя основными силами: капиллярным давлением на границе коллектора и породы-покрывки, давлением поровой воды в породе-покрывке или в залегающем выше нее

пласте-резервуаре и начальным градиентом давления при вытеснении воды из пор породы-покрышки.

Величина капиллярного давления p_k , необходимого для прорыва через пористую водонасыщенную среду (покрышку) несмачивающей жидкости (углеводородных флюидов), определяется формулой Лапласа: $p_k = 2\sigma \cos \theta / r$, где σ — поверхностное натяжение на границе нефть — вода или газ — вода; θ — краевой угол смачивания на границе двух фаз; r — максимальный радиус пор породы-покрышки.

Изучение капиллярных явлений, проведенное Ю. А. Чизмаджевым, В. С. Маркиным, М. Р. Тарасевичем, Ю. Г. Чирковым в 1971 г., показало, что при сохранении равновесия глубина вторжения несмачивающей жидкости в пористую среду очень мала и составляет несколько миллиметров при среднем радиусе пор до нескольких десятков микрометров. Такое проникновение обеспечивается крайне малым превышением действующего давления над капиллярным. Дальнейшее незначительное повышение давления приводит к прорыву несмачивающей фазы через всю пористую среду. Поэтому можно считать, что принятое в геологии нефти понятие «давление прорыва» (по В. П. Савченко) практически полностью соответствует капиллярному давлению.

Экспериментальное определение А. А. Ханиным давления прорыва газа через образцы пород, насыщенные керосином, показало, что большинство глинистых пород только за счет капиллярного давления может обеспечить экранирование залежей, высота которых превосходит самые крупные из известных скопления УВ.

А. Е. Гуревич в 1981 г. предложил новую схему вертикальной миграции газа через покрышку. По его представлениям, поскольку давление газа в верхней части залежи под покрышкой выше гидростатического давления в покрышке, будет происходить диффузия газа через капиллярный раздел, которая может приводить к возникновению свободной фазы газа и смещению капиллярного раздела. Таким образом возникает смешанное диффузионно-фильтрационное движение газа: опережающая диффузия создает свободную газовую фазу, которая движется фильтрационно.

Следствием этого процесса в условиях недр может быть снятие капиллярного давления, что необходимо учитывать при оценке экранирующих свойств покрышек.

Экранирующие свойства пород-покрышек могут оцениваться по величине проницаемости только при условии, если через породу происходит установившаяся фильтрация УВ. В этом случае возможно определение времени существования скоплений УВ до их разрушения на основе закона Дарси и различных его модификаций.

Однако линейный закон фильтрации был установлен для случая ламинарного движения однородной жидкости в неизменной пористой среде и первоначально использовался при гидродинамических расчетах в верхних горизонтах при больших перепадах давления. В дальнейшем он был механически перенесен на объекты глубинной техногенной гидродинамики и затем — глубинной гидрогеологии без учета значения геологического времени и энергетических полей различной породы, которые

особенно заметно сказываются на фильтрации флюидов в тонкодисперсных породах при малых градиентах напоров.

Определением начальных градиентов и изучением пределов применения закона Дарси занимались многие советские и зарубежные исследователи. Было доказано, что значительная часть поровой воды в глинистых породах находится в связанном состоянии вследствие активного взаимодействия ее с глинистыми минералами. По современным представлениям молекулы воды, являясь диполями, у поверхности отрицательно заряженных частиц (минералов) принимают ориентированное расположение и образуют граничный слой, который может содержать от нескольких единиц до нескольких десятков молекулярных слоев. По данным Ф. Д. Овчаренко (1961 г.), у некоторых минералов число слоев связанной воды может составлять несколько тысяч при суммарной толщине от 0,2 до 1—2 мкм.

Физические свойства связанной воды отличаются от свойств свободной воды в объеме. Наибольшее изменение претерпевает вода в первом молекулярном слое. Плотность ее превышает плотность нормальной воды по разным оценкам в 1,2—2,2 раза. Сила сцепления первых молекулярных слоев достигает 1000 МПа. Б. В. Дерягин в 1932 г. установил, что связанная вода обладает признаками упругого твердого тела, модулем сдвига и пределом текучести. Эти свойства находятся в тесной связи с толщиной слоев сорбированной воды и меняются в широких пределах.

Вязкопластичные свойства пленочной воды обуславливают водонепроницаемость глин при градиентах напора, не превышающих некоторое начальное значение. Фильтрация воды в глинах, так же как и в других тонкопористых породах, представляется таким образом (В. Д. Флорин, 1959 г.), что при малых градиентах напора связанная вода, заполняющая узкие поры, блокирует свободную воду, находящуюся в крупных порах. При увеличении градиента напора до начального значения, связанная вода приходит в движение, освобождая тем самым проход свободной воде.

На рис. 9.1 показана графическая зависимость между градиентом напора и скоростью фильтрации. Прямая 2 соответствует обобщенному закону Дарси:

$$\bar{V} = \frac{K}{\eta} \text{grad } p \left(1 - \frac{G_1}{|\text{grad } p|} \right),$$

где \bar{V} — скорость фильтрации, K — проницаемость, η — динамическая вязкость жидкости, G_1 — предельный или кажущийся начальный градиент давления.

Это уравнение описывает закон фильтрации приближенно, особенно при малых значениях $|\text{grad } p|$, близких к G_1 . Более того, при постановке экспериментов по фильтрации через тонкопористые породы в области значений $|\text{grad } p| \ll G_1$ нет полной уверенности в том, что фильтрация не происходит, так как время опытов может быть недостаточно длительным.

А. И. Котов и С. В. Нерпин (1958 г.) предложили уравнение скорости фильтрации вязкопластичной жидкости в тонкодисперсных средах: $V = R^0 J^{1/3} (J_0/J)^{4/3} (J_0/J + 1)$, где R^0 — коэффициент фильтрации ньюто-

новской жидкости; J_0, J — начальный и действующий градиенты напора. Названные авторы указывают, что вода в тонких слоях обладает шведовской сдвиговой прочностью. Для слоя толщиной 0,1 мкм они приводят экспериментальную величину предельного напряжения сдвига $5 \cdot 10^{-4}$ Н/м², которая соответствует начальному градиенту напора, равному 1.

Р. Миллер и П. Лоу (R. I. Miller, 1962 г.; R. I. Miller, P. P. Low, 1969 г.) для глин, содержащих монтмориллонит, получили величины начальных градиентов напора в пределах 85—6,7 при различной температуре. Определения С. А. Роза, проведенные в 1950, 1954 гг., кажущихся начальных градиентов напоров в каолинистых глинах показали величины 37—2.

Современное состояние исследований характера фильтрации воды в глинистых породах показывает, что основным фактором, определяющим наличие начального градиента, является присутствие в глинах набухающих компонентов, которые образуют с водой сложные коллоидоподобные системы. В породах, обладающих твердым скелетом (плотные аргиллиты), несмотря на крайне низкую проницаемость, начальный градиент, как правило, не фиксируется. Несмотря на большое количество экспериментальных данных пока не предложено ни одной удовлетворительной математической модели, на основе которой можно было бы получить расчетным путем величины начальных градиентов для природных пластовых условий.

Экспериментальными и промысловыми исследованиями установлено, что многие нефти обладают предельным напряжением сдвига даже в условиях пористой среды коллекторов и для начала фильтрации требуют приложения начального градиента давления. Этим свойством обладают как правило, тяжелые и парафинистые нефти. Например, для месторождений Арлан и Узень начальные градиенты давления нефти в условиях залежей составляют соответственно 0,0025 и 0,0006 МПа/м (А. Х. Мирзаджанзаде и др., 1971 г.). Высокие значения начального градиента давления нефти могут играть в некоторых случаях главную роль в сохранении залежей даже при низких экранирующих свойствах покрышек. Это прежде всего относится к залежам тяжелых нефтей, где начальный градиент близок к градиенту архимедовой силы всплывания, который даже для легких нефтей не превышает 0,004 МПа/м.

Поскольку залежи нефти и газа по сравнению с пластовыми водами обладают запасом потенциальной энергии, то они могут сохраняться лишь на тех участках пластов резервуаров, где имеются силы, уравновешивающие эту энергию. Потенциальная энергия залежи выражается в единицах давления и включает величину приведенного давления пластовой воды (потенциал воды) и избыточное давление залежи (архимедова сила) за

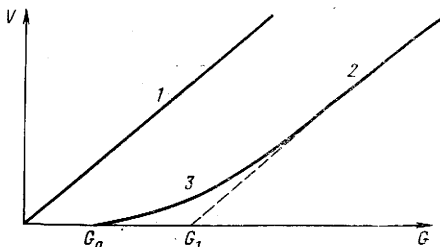


Рис. 9.1. Зависимость скорости фильтрации v от напорного градиента G .

1 — прямая, иллюстрирующая закон Дарси; 2 — прямая обобщенного закона Дарси; 3 — кривая, отображающая фильтрацию в тонкопористых породах, содержащих связанную воду.

G_0, G_1 — соответственно начальный и предельный градиенты давления

вычетом давления начального градиента, препятствующего всплыванию нефти:

$$p_z = p_v + \int_0^h \Delta\gamma(h) dh - G_n h,$$

где $\Delta\gamma$ — разность удельных весов воды и нефти в пластовых условиях; h — высота залежи, G_n — начальный градиент давления нефти.

Силы, уравнивающие потенциальную энергию залежей, также могут быть выражены в единицах давления и представляют собой различные сочетания капиллярного давления, гидравлических сил и начального градиента давления воды. Эти силы определяют сохранность всех типов залежей нефти и газа и в природных условиях могут проявляться совместно и одновременно. Однако степень участия этих сил в экранировании залежей находится в зависимости от геологической истории литификации глинистых пород. По мере литификации число сил, определяющих экранирующие способности покрышек, уменьшается.

По сочетанию сил, экранирующих залежи нефти и газа, Н. А. Еременко, И. М. Михайловым, Б. М. Яковлевым (1978 г.) выделяются три основных типа глинистых покрышек. К покрышкам первого типа относятся уплотняющиеся глинистые толщи в областях молодого прогибания земной коры, имеющие аномально высокое давление поровых вод. Породы этих покрышек, как правило, содержат в значительном количестве набухающие глинистые минералы. Для сохранения залежи УВ под пластом уплотняющихся глин необходимо, чтобы потенциальная энергия залежи не превышала давления, необходимого для прорыва покрышки (потенциал прорыва). При этом потенциал прорыва определяется максимальным давлением поровой воды покрышки в совокупности с капиллярным давлением внедрения УВ в поры покрышки и начальным градиентом давления воды, вытесняемой из пор покрышки.

К покрышкам второго типа относятся глинистые пласты, породы которых прошли основную стадию уплотнения и перекристаллизации и потеряли способность к разбуханию в контакте с водой. Такие породы могут быть встречены на молодых и древних платформах в отложениях мезозойского и палеозойского возраста, где основной причиной дифференциации напоров пластовых вод по разрезу является различное высотное положение областей питания водоносных горизонтов, а также неотектоническая активность различных участков платформ, которая приводит к изменению давления воды в пластах-коллекторах со сравнительно низкими фильтрационными свойствами. Потенциал прорыва таких покрышек определяется капиллярным давлением и потенциалом воды пласта-коллектора, залегающего выше покрышки.

Покрышки третьего типа распространены главным образом на древних платформах в районах с низкой неотектонической активностью, где, как правило, не наблюдается гидродинамической расчлененности разреза, потенциалы вод во всех пластах практически одинаковы и соответствуют гидростатическим давлениям. Потенциал прорыва таких покрышек определяется только капиллярным давлением.

§ 6. Формирование и переформирование скоплений нефти и газа

Процессы массопереноса нефти и газа в природном резервуаре заканчиваются в ловушках, в которых движущие силы миграции начинают уравновешиваться суммой противодействующих им гидравлических сил (см. § 5). Начинается процесс аккумуляции — накопления нефти и газа и формирования их залежей в ловушке. Статическое равновесие при этом не наступает. Идут процессы оттока пластовых вод, вытесняемых из ловушек углеводородами, сегрегации и сепарации УВ от водной среды и наращивания их объема. С прекращением поступления в одиночную ловушку УВ и отгеснения вод формирование залежи заканчивается, и начинается новый процесс — переформирование залежи, иногда переходящее в разрушение. В условиях перемещения УВ по системам ловушек, расположенных одна над другой (в месторождении) или латерально (в зонах нефтегазоаккумуляции), формирование и переформирование залежи происходит одновременно с физико-химическим разделением, формированием типов нефтей и фазовой дифференциацией УВ.

Схемы формирования в принципе представляют собой геологические модели увязанных в единую логическую (или математическую) систему представлений о механизме миграции нефти и газа и аккумуляции их в ловушках, с учетом параллельно происходящего разделения углеводородных систем — их физико-химической и фазовой дифференциации. Главными аспектами моделирования при составлении схем являются:

геологический — разработка схем формирования применительно к одиночной ловушке или к их системам, т. е. месторождениям и зонам нефтегазоаккумуляции, расположенным в разной степени удаленности от зон нефтегазообразования или совмещенных с ними;

термодинамический — учет изменений физико-химического и фазового состояния миграционных водоуглеводородных систем и физическое состояние вмещающей породной среды в зависимости от глубин залегания миграционных систем и изменения в связи с этим термобарических параметров, а также гидравлической характеристики пластовых вод (элизионный и инфильтрационный этапы);

генетический — анализ связей процессов аккумуляции и дифференциации водоуглеводородных систем непосредственно с генерацией УВ или только с процессами массопереноса на путях миграции.

Общепринятой схемы формирования скоплений нефти и газа не разработано. Причиной этому является коренное расхождение взглядов на генезис нефти и неясность характера отдельных процессов, происходящих при миграции и аккумуляции нефти и газа. Большинство известных теоретических схем охватывает преимущественно процессы физико-химической и фазовой дифференциации и отчасти переформирования скоплений.

Аккумуляция нефти и газа

Под аккумуляцией следует понимать естественный способ (процесс) общего или избирательного по фазовому состоянию накопления нефти, газа, газоконденсата в отдельных ловушках, удовлетворяющего условию

временного равновесия гидравлических сил в зонах местных минимумов потенциалов флюидов. Нарушения гидравлического равновесия приводят к переформированию залежей.

К процессам собственно аккумуляции нефти и газа относятся: всплытие нефти в напорных пластовых водах и оттеснение последних из ловушки, выделение из воды УВ в газовой фазе, высаливание жидких УВ, выпадение жидких УВ при ретроградных процессах, диффузионно-осмотические явления и др. Наиболее детально изучены гравитационно-гидравлический и ретроградный механизмы аккумуляции. Процесс выделения жидких УВ из однофазового газового раствора рассмотрен в гл. 3. Физические основы гидравлического экранирования скоплений нефти и газа в одиночной ловушке в рамках гравитационно-гидравлического механизма рассмотрены в § 5, процесс локальной миграции флюидов — в § 3.

Заполнение ловушки УВ (улавливание) в процессе всплытия с одновременным их разделением по плотности происходит по восстанию пластов. В ловушках сводового типа перемещение нефти и газа идет по всему периметру или по всей площади ВНК, что обеспечивает наиболее быстрое и полное их заполнение. В ловушках одностороннего питания, по мнению А. И. Леворсена, наполнение осложняется вероятностью прорыва замка и разного рода тупиковыми (экранными) эффектами. В обоих случаях нефть и газ заполняют ловушку последовательно сверху вниз, оттесняя в этом направлении пластовые воды. Удаление части вод может происходить и вверх через замок ловушки.

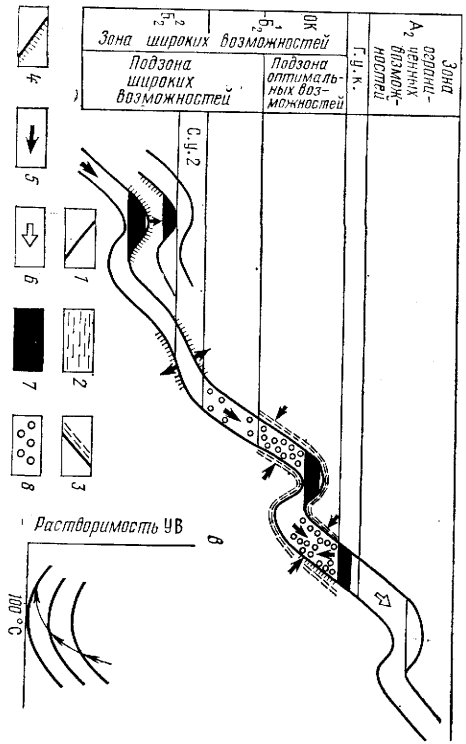
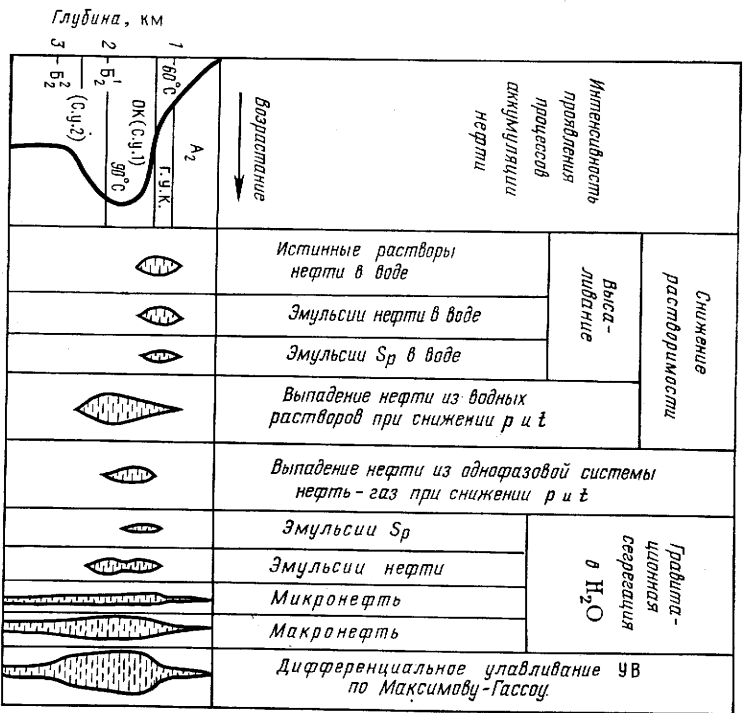
При активном конседиментационном росте ловушек возможен так называемый пульсационно-нагнетательный («поршневой») механизм заполнения ее УВ путем всасывания последних вместе с пластовыми водами с периферии ловушки и с отжатием из нее воды в процессе наращивания ее объема и попеременной смены тектонических напряжений сжатия растяжением в сводовых частях структур. При этом предполагается улавливание УВ за счет фильтрационного эффекта типа молекулярных сит, для реализации которого необходим не просто непроницаемый экран, а полупроницаемый для воды и непроницаемый для УВ, т. е. активный механизм улавливания капиллярно-сорбционного (мембранного) типа. Та-

Рис. 9.2. Схема возможностей формирования залежей УВ в связи с зональностью литофизических свойств кальцит- и монтмориллонитсодержащих пород (вариант повышенной напряженности теплового поля). По Н. А. Минскому, 1975 г.

a — причины (могут меняться) развития процесса аккумуляции нефти (гравитационная сегрегация происходит согласно формуле Архимеда — Стокса; аккумуляция солей жирных кислот S_p сопровождается превращением их в УВ, а нефтей — коалесценцией эмульсий); *b* — схема зон возможностей формирования залежей УВ; *a* — изобары растворимости УВ в воде в координатах предельная растворимость — температура (кривая со стрелками показывает предельное снижение растворимости УВ в восходящих растворах в нижней части области оптимальных свойств коллектора ОК).

1 — суммирующая кривая интенсивности проявления причин аккумуляции нефти (условная величина); 2 — интенсивность аккумуляции УВ под влиянием отдельных причин; 3, 4 — соответственно уплотнение и разуплотнение глинистых пород; 5, 6 — направление миграции преимущественно соответственно нефти и газа; 7 — нефть; 8 — высаливание УВ в восходящих растворах.

A_2 — подзона цементации пород кальцитом; B_2^1 , B_2^2 — верхняя и нижняя подзоны изменения коллекторских свойств зоны растворения кальцита; Г.у.к. — граница устойчивости кальцита; С.у. 1, С.у.2 — ступенчатое уплотнение соответственно глинистой породы и коллектора



ким образом, схема обычного экранирования (в неизменяющейся, так называемой «пассивной» ловушке) дополняется схемой активного компрессионного механизма улавливания «мембранного» типа в процессе поэтапного роста самой ловушки. Концепция такой «активной» ловушки впервые была изложена У. Коломбо в 1972 г.

Действие гравитационно-гидравлического механизма аккумуляции жестко ограничено необходимостью накопления непрерывной углеводородной фазы критических размеров (первичной аккумуляцией) и условиями достаточной раскрытости трещинно-поровых каналов пород ловушки.

Одним из механизмов аккумуляции является так называемое выsalивание — выделение УВ из пластовых водных растворов. А. А. Карцев (1972 г.) отмечает две причины выделения нефти из водного раствора на этапе элизонного движения вод: уменьшение растворимости УВ и других нефтяных компонентов при возрастании общей минерализации вод и действие фильтрационного (мембранного) эффекта для коллоидных растворов при определенных размерах пор (эффект молекулярных сит). Н. А. Минский [35] среди множества причин аккумуляции нефти путем высаливания выделяет две главные: снижение растворимости УВ, и их гравитационную сегрегацию.

Снижение растворимости УВ происходит в результате процесса высаливания при падении температуры и давления, при утрате аномальных свойств воды, освобождаемой из межслоевого пространства монтмориллонитов при их переходе в гидрослюды. Высаливание УВ связано со снижением их растворимости по мере возрастания концентрации солей в воде. Последнее Е. Бейкер и Дж. Бредхофт объясняют мембранной теорией, а Н. А. Минский [35] — явлениями сорбционного обмена.

Гравитационная сегрегация УВ в воде и всплывание коллоидных частиц нефти облегчается благодаря коалесценции эмульсий и солей жирных кислот в области развития оптимальных свойств коллекторов, выделенной Н. А. Минским. Им предложена общая схема формирования (аккумуляции) углеводородных скоплений в зависимости от интенсивности ряда процессов аккумуляции нефти и литофизических свойств пород (рис. 9.2). Согласно этой схеме, наибольшая интенсивность процессов аккумуляции нефти отмечается в зоне оптимальных свойств коллекторов, сформированных на глубине 1—2 км, в которой происходит усиление процесса дифференциального улавливания УВ при их высаливании в результате снижения растворимости в восходящих пластовых водах.

В механизме аккумуляции основную неясность представляет вопрос первичной аккумуляции, являющейся, по представлениям ряда исследователей, необходимым этапом для образования углеводородных струй и потоков, в форме которых осуществляется основная аккумуляция УВ в скоплении. В связи с этим многими учеными усиленно разрабатывались механизмы первичной миграции нефти в свободной фазе (В. Ф. Симоненко, П. Дикки, Г. Хобсон и др.).

Обоснование возможных механизмов аккумуляции УВ в скоплении должно контролироваться энергией внедрения УВ в ловушку и термобарическими ограничениями действия того или иного механизма. Энергетика процесса аккумуляции изучена недостаточно. Термодинамическая обста-

новка оказывает существенное влияние на процессы аккумуляции. Так, на глубинах свыше 2,5—3,5 км процессы сорбции УВ сменяются процессами десорбции, поверхностное натяжение на границе нефть — вода стремится к нулю, коллоидные углеводородные растворы разрушаются и т. д. Учитывая эти явления, действие водного механизма аккумуляции, в частности высаливания, следует ограничивать глубинами 2,5—3 км, а ниже на глубинах 3,5—4 км, по-видимому, реализуется газовый (ретроградный) механизм аккумуляции. Возможно, между этими интервалами глубин расположена промежуточная зона, где оба механизма действуют совместно.

Дифференциация скоплений нефти и газа

Под дифференциацией понимается совокупность естественных процессов разделения газонефтяных скоплений в ловушках и их ассоциациях по составу и количественному соотношению фаз. Дифференциация сопровождается физико-химическими изменениями УВ и формированием компонентного состава нефтей и газов, их типов в залежах. Этот процесс подготавливается изменениями химического состава и физического состояния углеводородных и неуглеводородных компонентов ОВ на этапе первичной миграции, продолжается на путях миграции и в самих ловушках при аккумуляции и достигает максимума при перемещении УВ по системам ловушек и в процессах переформирования залежей.

Общими причинами дифференциации углеводородных систем, их фазовых и физико-химических превращений, являются гравитационное разделение, латеральные или по глубинам залегания изменения градиентов давления и температуры и некоторых других факторов, одновременно действующих и на вмещающую минеральную среду, а также взаимодействие между углеводородными системами, природными водами и горными породами.

Основными результатами процессов дифференциации являются: 1) на глобальном уровне — избирательное формирование нефтегазоносных бассейнов существенно гомогенных (чисто нефтеносных, отчасти газонефтеносных или чисто газоносных) и гетерогенных, содержащих нефтяные, газовые, газоконденсатные залежи в разных соотношениях [48]; 2) на региональном уровне — формирование в гетерогенных и отчасти гомогенных бассейнах зон нефтегазонакопления разных генетических типов, в которых компонентный состав и физическое состояние залежей контролируются закономерностями вертикально-глубинной и вертикально-стратиграфической фазовой дифференциации или закономерностями разделения УВ в процессах латеральной миграции; 3) на локальном уровне — неравномерность распределения по разрезу месторождений запасов и залежей разного состава — нефтяных, газовых, газоконденсатных.

Большинство схем формирования скоплений нефти и газа посвящено региональным аспектам дифференциации УВ. Выделяются две главные группы схем: вертикальной зональности нефтегазонакопления, основывающиеся на представлениях о решающей роли в формировании залежей разного фазового состояния процессов генерации УВ, и пространственной (латеральной) зональности нефтегазонакопления, базирующиеся на при-

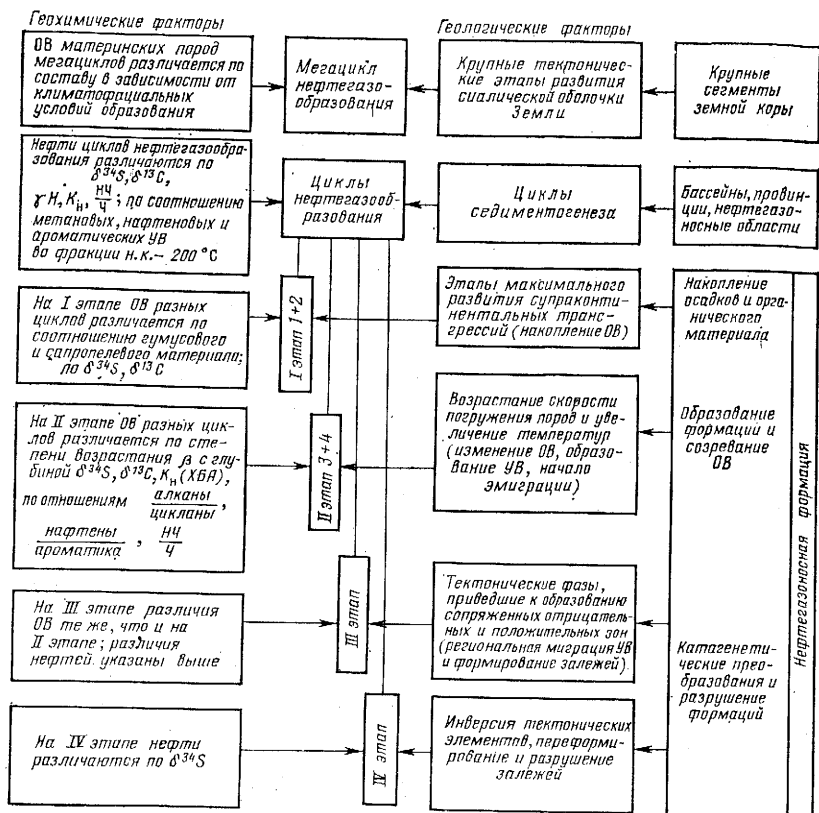


Рис. 93. Факторы, определяющие развитие мегациклов и циклов нефтегазообразования [60].

1+2, 3+4 — стадии развития нефтематеринских отложений по Н. Б. Вассоевичу

знании контролирующего значения в фазовой дифференциации процессов миграции и аккумуляции УВ.

В группе схем вертикально-глубинной зональности выделяются: а) схемы цикличности нефтегазонакопления, основанные на принципе учета различий в составе исходного ОВ; б) схемы вертикальной генетической зональности нефтегазонакопления, базирующиеся на различиях в степени преобразованности рассеянного ОВ; в) схемы вертикальной термобарической зональности и этапности нефтегазонакопления.

Схемы цикличности нефтегазонакопления основываются на предположении, что все процессы преобразования ОВ, формирования и разрушения залежей нефти и газа неразрывно связаны с литогенетическим преобразованием отложений [32, 60]. Одновременно в схемах учитывается этапность нефтегазообразования и нефтегазонакопления, отображающая этапность тектонического развития региона.

Элементарный цикл состоит из четырех этапов: 1) накопление ОВ, 2) его преобразование и эмиграция УВ, 3) региональная миграция УВ и

образование залежей нефти и газа, 4) переформирование и разрушение залежей. Циклы объединяются в мегациклы. Каждому циклу и мегациклу свойственны определенные типы нефтей, различающиеся по содержанию серы, изотопному составу углерода, водорода и серы, содержанию порфиринов и отношению ванадиевых порфиринов к никелевым (рис. 9.3). Для осуществления процессов третьего этапа необходимо приложение энергии извне за счет выделения ее при тектонических преобразованиях нефтегазоносных бассейнов. Тогда резко нарушается стремящееся к равновесию (близкое к статическому) состояние флюидалных систем бассейна, и процесс формирования залежей УВ представляется как процесс выравнивания энергии флюидов в пластах. Фактически схемы цикличности нефтегазообразования охватывает совокупность процессов формирования и разрушения залежей нефти и газа.

Схемы вертикальной генетической зональности базируются на представлениях о стадийности процесса нефтегазогенерации и о наличии ГФН и одной или двух главных фаз газообразования (ГФГ), в соответствии с проявлениями которых происходит распределение скоплений нефти и газа по разрезу.

В. А. Соколов в 1948 г. впервые указал на существование вертикальной зональности в распределении УВ и их скоплений в земной коре и ее значение в объяснении размещения залежей разного фазово-генетического типа. Им было обосновано выделение четырех основных геохимических зон: биохимической, переходной, термокаталитической и газовой. В нижней части осадочной толщи он выделил еще одну глубоко расположенную пятую зону, где температура для воды выше критической (374 °С). В соответствии с этой схемой прогнозировалось, что до глубин 1—2 км должны распространяться газовые и газонефтяные залежи, на глубинах 5—6 км могут преобладать нефтяные, а еще ниже — преимущественно газовые залежи.

Н. Б. Вассоевич, придерживаясь тех же генетических принципов (рис. 9.4), различает зоны: 1) диагенеза, соответствующую биохимической зоне В. А. Соколова; 2) протокатагенеза, отвечающую переходной зоне; 3) мезокатагенеза, которой соответствует главная фаза образования и эмиграции микронефти (к концу этой стадии литогенеза температура достигает 200—250 °С); 4) апокатагенеза, где происходят процессы разукрупнения молекул микронефти, и 5) протометагенеза — генерации высокотемпературного метана. Ниже выделяется зона апометагенеза (температура 374 °С и выше), где образуется водород и твердые углеродистые соединения. Позднее Н. Б. Вассоевич объединил зоны апокатагенеза и протометагенеза в единую зону апокатагенеза. По представлениям многих исследователей ГФН и ГФГ соответствуют не зонам образования нефти и газа, а этапам и зонам их наибольшего выделения из пород.

В табл. 9.4 приведена одна из обобщающих схем вертикальной зональности нефтегазообразования.

В настоящее время существуют многочисленные варианты схем вертикальной зональности образования УВ.

И. В. Высоцкий [8] развивает представления о вертикальных первичных иммерсионных и инверсионных генетических рядах скоплений УВ.

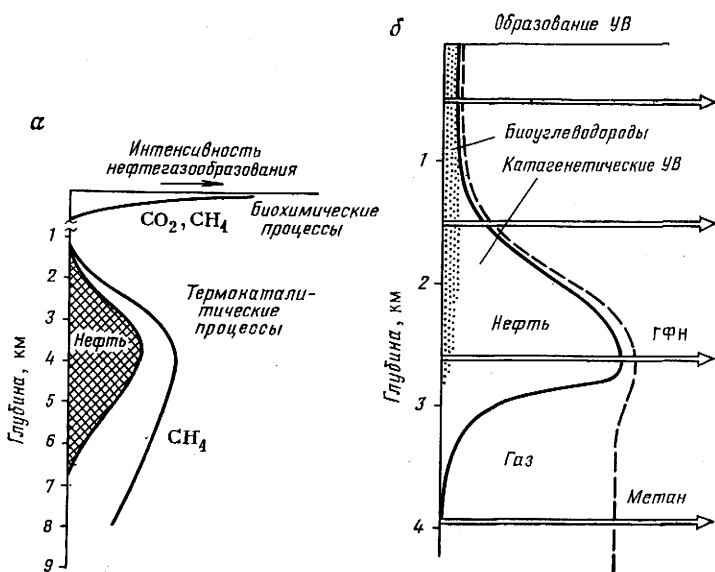


Рис. 9.4. Схемы вертикальной зональности распределения УВ в осадочных породах по В. А. Соколову (а) и новообразования УВ, построенная Н. Б. Вассоевичем по данным Б. Тиссо и Р. Пеле (б)

Первичный генетический (аддитивный) ряд возникает в процессе прогибания (иммерсии) бассейна и последовательного заполнения ловушки. Ряд представлен в виде следующей схемы фазовых переходов (сверху вниз) [4]:

1. Газ \rightarrow газовая залежь (метановая).
2. Газ \rightarrow газовая залежь (жирного газа).
3. Газовая залежь + жидкие УВ = нефтегазовая или газонефтяная залежь.
4. Газонефтяная залежь + газ \rightarrow конденсатногазовая залежь (выпадение смол, асфальтенов в поры коллектора).
5. Конденсатногазовая залежь + газ (растворение газа в воде) = залежь конденсата.
6. Залежь конденсата \rightarrow залежь высокотемпературного метана (деструкция УВ).

Инверсионные ряды, образующиеся в процессе подъема ловушек, — неполные, так как часть образующихся УВ мигрирует вверх по восстанию коллекторов и теряется еще до образования конинверсионных ловушек. Прежде всего это касается газообразных УВ, скорость миграции которых (при всех прочих условиях) больше, чем жидких.

В. Ф. Раабен [48] разработал схему распределения сингенетических залежей УВ разного фазового состава в вертикальном разрезе в зависимости от типа ОВ нефтематеринских толщ и интенсивности генерации нефти и газа. Он рассматривает два типа зональности — вертикально-

Вертикальная генетическая зональность
(по Н. Б. Вассоевичу, Н. В. Лопатину, И. В. Высоцкому,
В. И. Высоцкому, с добавлениями Л. А. Польстер,
П. И. Садыковой, Ю. А. Висковского)

Зоны нефтеобразования		Стадия и под- стадия угле- фикации	Суммарный импульс тепла (СИТ), температура (°С)
Зона биогенного метанообразования (верхняя газо- генерирующая биохимическая)		Б ₁	До 30 °С
Верхняя катагене- тическая зона газо- образования	Подзона раннекатагенетического газо- образования (верхняя газогене- рирующая термокаталитическая)	Б ₂	До 60—70 °С
	Подзона продолжения раннекатаге- нетического газообразования и нача- ла процессов нефтеобразования (неф- тегазогенерирующая термокаталити- ческая — подготовительная)	Б ₃	От 60—70 °С
Главная зона нефтеобразования, зона среднекатаге- нетического газообразования (нефтегазогенерирую- щая термокаталитическая — основная)		Д Г Ж	6—47 ед. СИТ
Зона затухания процессов нефтеобразования и про- должения среднекатагенетического газообразования		К ОС	>48 ед. СИТ
Главная зона газообразования — позднекатаген- ного метанообразования (нижняя газогенерирую- щая термокаталитическая)		Т ПА А	>200

глубинную и вертикально-стратиграфическую и выделяет три типа рядов скоплений УВ (рис. 9.5).

Схемы вертикальной термобарической зональности и этапности неф-тегазоаккумуляции разделяются на две группы: схемы, основанные на различии термодинамических обстановок нахождения залежей нефти и газа, определяющих фазовое состояние УВ, в том числе в условиях аккумуляции, и схемы, использующие зависимость термобарических условий аккумуляции от характера тектонического развития нефтегазоносных бассейнов.

В схемах первой группы рассматривается зависимость вертикальной зональности размещения скоплений УВ от пластовых температуры и давления, которые регулируют закономерности взаимного растворения, естественные режимы залежей, характер изменений поверхностных явлений на контакте флюидов и другие процессы, определяющие фазовое состояние залежей. Совместное влияние температуры и давления на нефть и газ является основным контролирующим фактором существования

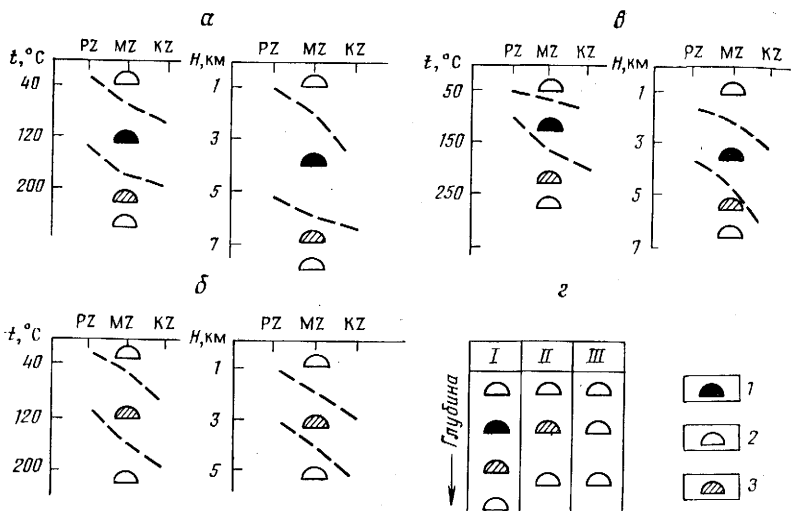


Рис. 9.5. Принципиальная схема вертикальной зональности генерации и аккумуляции сингенетических УВ при разном типе ОВ материнских пород [48].

Максимальные современные глубины и температуры преобладающих типов залежей УВ разного фазового состояния в отложениях различного возраста: а — при преимущественно сапропелевом ОВ (ввиду слабой разведанности больших глубин граница между газоконденсатной и газовой зоной не показана); б — главным образом при гумусовом ОВ; в — реконструкция температурных и глубинных интервалов завершающего этапа генерации разных УВ сапропелевым ОВ в регионах мира, формирование которых окончилось в основном в палеозойское, мезозойское, кайнозойское время и в которых продуктивны соответствующие по возрасту породы; г — принципиальная схема вертикальной зональности генерации УВ при разном типе ОВ: I — сапропелевом, II, III — гумусовом.

Залежи: 1 — нефти; 2 — газа; 3 — газоконденсата

залежей нефти, насыщенных газом, двухфазовых систем (газонефтяных, нефтегазовых), конденсатногазовых залежей и других типов скоплений.

Роль геотермического градиента в формировании вертикальной зональности освещена во многих работах. Как правило, во-первых, с увеличением глубины залегания и температуры нефтяные залежи сменяются газонефтяными, газоконденсатными и чисто газовыми; во-вторых, по мере роста геотермического градиента на одноименных глубинах в разрезе концентрируются различные по своим свойствам и фазовому составу углеводородные скопления; в-третьих, глубина «зоны исчезновения нефти» уменьшается с ростом геотермического градиента (при геотермическом градиенте $20^\circ\text{C}/100\text{ м}$ 7—9,5 км, а при градиенте $55^\circ\text{C}/100\text{ м}$ 2,8—3,6 км).

Установлена связь размещения скоплений нефти и газа с изменением геотемпературных полей верхних частей разреза нефтегазоносных бассейнов (В. Е. Карачинский, Ф. А. Макаренко, С. И. Сергиенко, Г. Е. Бойко и др.) и локальными температурными аномалиями (А. А. Аникеев, Д. И. Дьяконов, А. Леворсен, Д. Мак-Катчин и др.).

Н. А. Еременко [24] предложил схему зональности с выделением пяти вертикальных зон, характеристика которых определяется комплексом параметров: давлением, условиями и характером водообмена, зако-

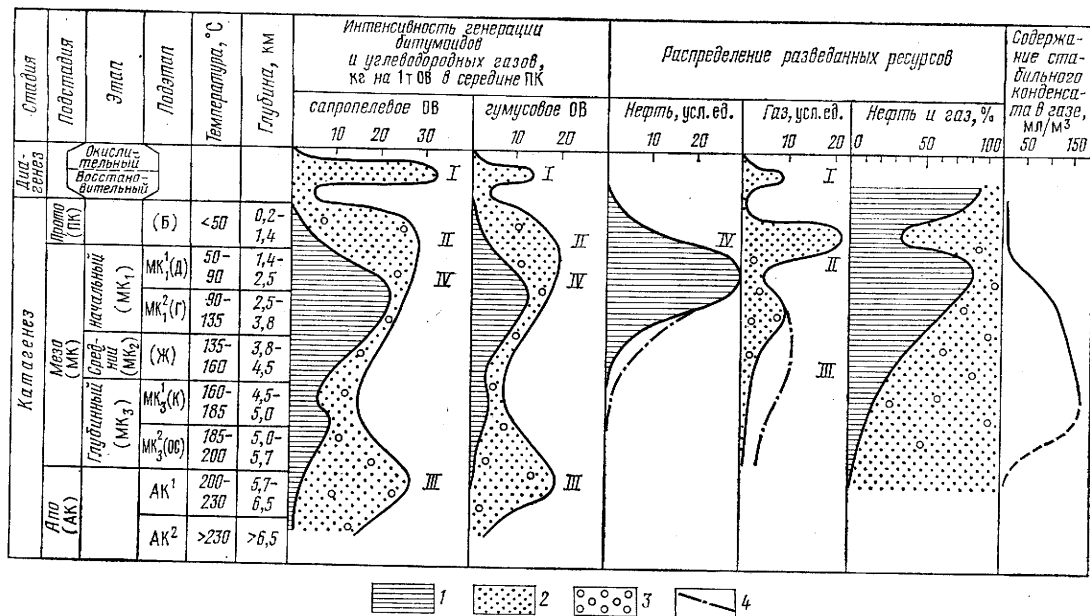


Рис. 9.6. Интенсивность генерации нефти и газа (А. Э. Конторович, А. А. Трофимук, 1976 г.).

1 — нефть и битумоиды; углеводородные газы; 2 — CH_4 ; 3 — C_2H_6 — C_6H_{12} ; 4 — предполагаемое распределение ресурсов при достижении уровня разведанности глубины 1—3 км.
 I — диagenетическая зона интенсивного газообразования и накопления гидратов газов; зоны интенсивного газообразования и газонакопления; II — верхняя; III — глубинная; IV — главная зона нефтеобразования

номерностями взаимного растворения нефти и газа, естественными режимами залежей, составом газа в газовых залежах (см. § 5 гл. 5). Указанная зональность контролирует глубины возможного нахождения залежей, присущее им давление (нормальное, избыточное и аномальное), температуру, а следовательно и свойства нефтей и газов, закономерности их изменения по разрезу.

Схемы второй группы, учитывающие термобарические условия аккумуляции УВ, основаны на представлениях, что вертикальная зональность и фазовое состояние скоплений обусловлены прямой связью этих условий с геотектоническим положением зон нефтегазоаккумуляции.

Некоторые исследователи связывают вертикальную зональность образования залежей с тектонической этапностью (повторяемостью) нефтегазоаккумуляции. Выделяются фазы тектонической активизации процессов аккумуляции УВ в условиях меняющихся термобарических обстановок. При этом ГФН расчленяется по циклам — распадается на ряд фаз оптимальной нефтегенерации и соответствующих стадий аккумуляции скоплений УВ, мигрирующих во времени и по площади нефтегазоносных бассейнов.

Многие исследователи, в том числе Н. А. Еременко [24], М. С. Бурштар (1973 г.), выделяют три стадии (фазы) формирования залежей в бассейнах, обусловленные тектоническими движениями разнонаправленного характера.

Один из новейших вариантов схемы этапности формирования залежей разного фазового состава в ловушках и рассеяния УВ разработан А. Э. Конторовичем (1980 г.) на основе анализа интенсивности генерации жидких и газообразных УВ из ОВ в зоне катагенеза (рис. 9.6). Предложена математическая модель интенсивности обоих процессов. В модели аккумуляции предусматривается два варианта генерации: нефтегазообразование в монотонно погружающемся и сложнопогружающемся (при преобладании погружения) осадочных комплексах (рис. 9.7).

Таким образом, первичная (генерационная) вертикально-глубинная дифференциация скоплений УВ по составу и количественному соотношению фаз создается в результате сочетания двух групп факторов: геохимических и физико-химических количественно неравнозначных превращений фашиально-генетических типов ОВ (сапропелевого, гумусового, смешанного), с одной стороны, и термобарических взаимодействий, сравнительно равномерно изменяющихся с глубиной, но приводящих к разным уровням катагенной эволюции сапропелевого или гумусового ОВ, — с другой.

Намечается еще одна группа факторов дифференциации скоплений УВ, пока малоизученных и связанных с временем — геологической длительностью протекающих процессов. В нефтегазоносных бассейнах, сложных продуктивными отложениями разной стратиграфической принадлежности (палеозойскими, мезозойскими, кайнозойскими), породы одной и той же стадии литогенеза (ОВ — одной и той же стадии катагенеза) размещаются на существенно разных глубинах. По мнению К. К. Ландеса, Э. В. Чайковской, В. Ф. Раабена и др., в разновозрастных нефтегазоносных бассейнах разнофазовые генетические вертикальные зоны и

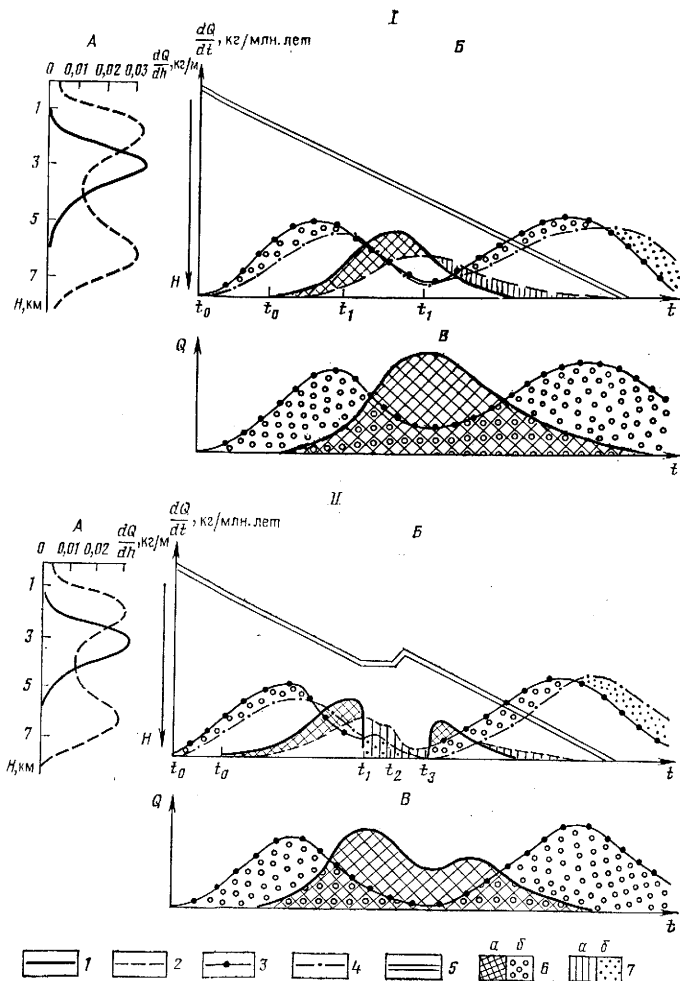


Рис. 9.7. История нефтегазообразования в монотонно погружающемся (I) и сложно погружающемся при периодической смене погружения и воздымания с преобразованием погружения (II) осадочных комплексах. А — скорость эмиграции УВ; Б — соотношение во времени скоростей аккумуляции и рассеяния нефти и газа в ловушках; В — изменение во времени массы нефти и газа в залежах. Углеводороды: 1 — жидкие; 2 — газообразные; 3, 4 — скорости соответственно аккумуляции в ловушках и рассеяния нефти и газа; 5 — линия тектонических движений; 6 — площадь в интервале времени $t_0 - t$, равная массе нефти (а) и газа (б) в залежах; 7 — площадь в интервале времени $t_1, 2, 3 - t$, равная уменьшению массы нефти (а) и (б) в залежах

термобарические границы между ними размещаются на разных глубинах, вследствие чего не остаются постоянными и глубины максимальной генерации (выделения) нефти или газа ОВ пород.

Следовательно, вертикально-глубинная генетическая дифференциация скоплений УВ сопровождается вертикально-стратиграфической. Это две формы одного и того же явления глубинной фазовой дифференциации скоплений УВ, обусловленной генетическим типом исходного ОВ, термобарической обстановкой его преобразования и накопления УВ в ловушках, геологической длительностью (временем) катагенной эволюции ОВ и аккумуляции УВ.

К схемам пространственной (латеральной) зональности относятся схемы фазовой дифференциации скоплений УВ при свободной раздельной миграции нефти и газа и при однофазовой миграции УВ и их аккумуляции. В схемах объединяются процессы дифференциации по их проявлению в чистом виде, хотя в природных условиях они действуют обычно совместно при доминирующей роли одного из них.

Схема формирования залежей УВ при свободной раздельной миграции нефти и газа предполагает два крайних случая дифференциации при пластовом давлении ниже давления насыщения нефти газом, что обусловлено свойствами газа относительно нефти — его большей плавучестью или подвижностью. В первом случае гравитационная дифференциация УВ обеспечивается силами всплывания, во втором — гидродинамической (скоростной) дифференциацией вследствие разной подвижности жидкой и газовой фаз. Эти варианты дифференциации скоплений УВ известны под названиями: схема дифференциального улавливания или траппирования (реже — ступенчатой миграции) и схема гидродинамического улавливания (струйной миграции).

Механизм гравитационной дифференциации для объяснения распределения залежей при заполнении УВ последовательного ряда ловушек одним из первых применил В. Прайт в 1944 г. Более четко механизм дифференциального траппирования разработали В. Гассоу и С. П. Максимов в 1954 г. Сущность процесса состоит в том, что при движении УВ вверх по региональному восстанию пласта происходит их дифференциация с образованием последовательного ряда скоплений: газа в нижней ловушке — газа и нефти в промежуточных ловушках — нефти в верхней ловушке (рис. 9.8). Движение происходит в виде струйного потока вблизи кровли природного резервуара. Газ вытесняет нефть из ловушки, и вытесненная нефть перемещается в гипсометрически более высокие ловушки, причем в каждой последующей ловушке плотность нефти повышается по сравнению с предыдущей. Если мигрирует только одна нефть, то происходит дифференциация ее по плотности, причем легкая нефть вытесняет более тяжелую. При пластовом давлении выше давления насыщения разделения нефтегазовой системы в ловушках не происходит. В этом случае самые погруженные ловушки будут заполняться нефтью с растворенным в ней газом или однофазовым газоконденсатным раствором до того уровня размещения ловушек, где пластовое давление станет меньше давления насыщения и начнет действовать механизм гравитационной дифференциации.

Позднее С. П. Максимов, И. С. Старобинец, В. А. Чахма- чев и др. (1976 г.) показали, что при гравитационном разделении изменяется также состав фаз. При снижении пластового давле- ния уменьшается газонасыщен- ность нефтей и увеличивается плотность попутных газов и неф- ти. Тенденция в направленном изменении параметров газонефтя- ной системы послужила основой выделения ряда геохимических критериев, фиксирующих меха- низм дифференциального улавли- вания (рис. 9.9).

Гидродинамическая (скоростная, фильтрационная) диффе- ренциация УВ связана с явлением отдельного перемещения нефти, газа и воды в пористых средах вследствие их различной фазовой проницае- мости.

Способ самостоятельной аккумуляции УВ, связанной с фильтрацион- ным разделением газонефтяной системы в условиях резкого изменения пористости и проницаемости пластов, впервые обосновал В. А. Соколов в 1956 г. В этих условиях вода с растворенным газом проходит через фильтр, нефть задерживается, а выделившийся вследствие всплывания газ обгоняет нефть. Степень дифференциации УВ при их перемещении зависит не только от особенностей двухфазового и трехфазового движе- ния флюидов, но и от формы и размеров пор проницаемой среды, а так- же от условий растворения и выделения углеводородных компонентов.

В. А. Соколов (1971 г.) представляет схему аккумуляции УВ при их гидродинамической дифференциации следующим образом (рис. 9.10). При перемещении воды с нефтью и газом от центральных частей впадин вверх по региональному наклону дальше всего продвигается газ, ниже по пласту образуются нефтяные и газонефтяные залежи. Азот мигрирует быстрее метана и поэтому газовая смесь обогащается азотом. Дальней- шее формирование залежей подчиняется особенностям движения под- земных вод; вода перемещается главным образом по пониженным частям тектонического рельефа, обходя ловушки (по данным А. Ю. Намиота, М. М. Бондаревой, В. А. Соколова), причем газ устремляется в направ- лении наибольших скоростей потока (по осям прогибов между рядами ловушек) и занимает наиболее удаленные вверх по восстанию ловушки. Так как миграция по сводовым частям ловушек ослаблена, ниже по ре- гиональному наклону пластов образуются газонефтяные залежи и неф- тяные залежи с газовыми шапками.

Схема формирования залежей при свободной однофазовой миграции УВ в виде ретроградных (надкритических) газоконденсатных систем также предполагает два крайних случая дифференциации скоплений в цепи ловушек: в связи с изменяющимися термобарическими условиями

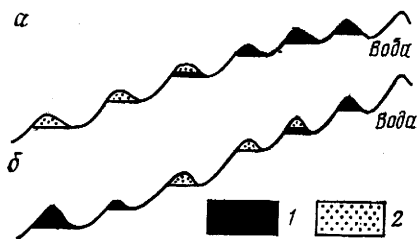


Рис. 9.8. Принципиальная схема дифференциального улавливания нефти и газа в последовательной цепи ловушек при пластовом давлении ниже (а) и выше (б) давле- ния насыщения (С. П. Максимов, 1964 г.). 1 — нефть; 2 — газ

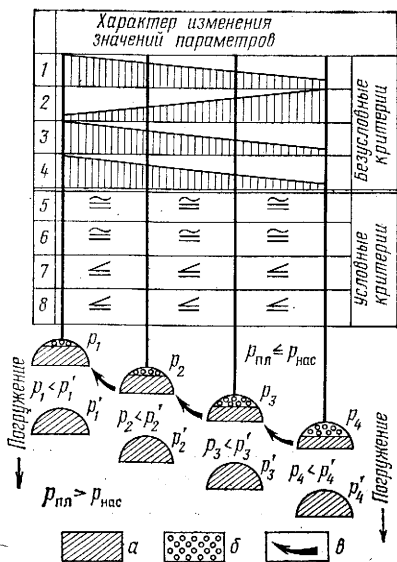


Рис. 9.9. Геохимические критерии дифференциации газонефтяной системы при миграции и принципиальная схема этих процессов [60].

а — нефть; б — газ; в — направление миграции.

Параметры и соотношения суммарного содержания: 1 — $(C_2H_6 + \text{высш.}) / CH_4$; 2 — газовый фактор, m^3/m^3 ; 3 — плотность нефти, $г/см^3$; 4 — цикланы/алканы; 5 — арены/алканы; 6 — толуол/бензол; 7 — *n*-алканы/изоалканы; 8 — гексацикланы/пентацикланы.

пл. ρ^1 , ρ^2 и т. д. — пластовое давление; $\rho_{нас}$ — давление насыщения

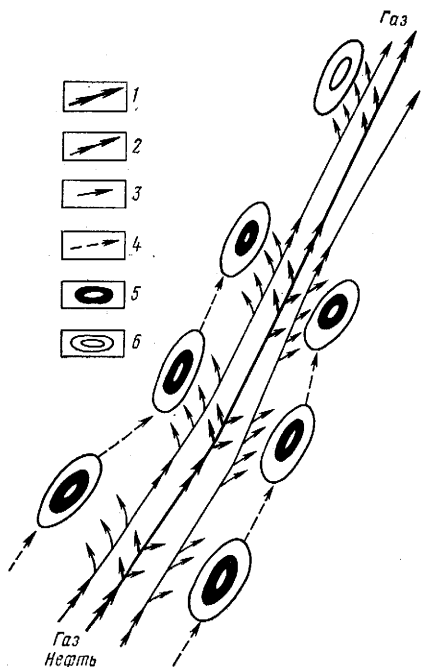


Рис. 9.10. Схема дифференциации газа и нефти при их миграции с водой по региональному наклону (В. А. Соколов, 1971 г.).

Миграция: 1 — интенсивная; 2 — средняя; 3 — слабая; 4 — наиболее слабая; структуры, где образуются: 5 — залежи нефти с газовой шапкой; 6 — газовая залежь

(давление и температура вверх по региональному наклону обычно снижаются) и вследствие хроматографических явлений, происходящих при передвижении УВ в пористой минеральной среде. Эти виды дифференциации известны под названием схем ретроградной конденсации и разделительной (сегрегационно-сорбционной) миграции. Фазово-ретроградные процессы в своей основе являются чисто физическими, а адсорбционно-хроматографические — физико-химическими, соответственно и дифференциацию УВ в однофазовом состоянии можно условно назвать физической и физико-химической.

Принципиальное значение для обоснования возможности миграции и аккумуляции нефти путем переноса сжатыми газами имели работы М. А. Капелюшниковой и Т. П. Жузе по изучению физического состояния нефтегазовых систем при повышенном давлении (см. гл. 3). Ими была разработана схема миграции и формирования залежей нефти и газа путем ретроградной конденсации. При дифференциации по схеме ретроградной конденсации наблюдаются закономерные изменения состава УВ по разрезу и площади, которые используются в качестве кри-

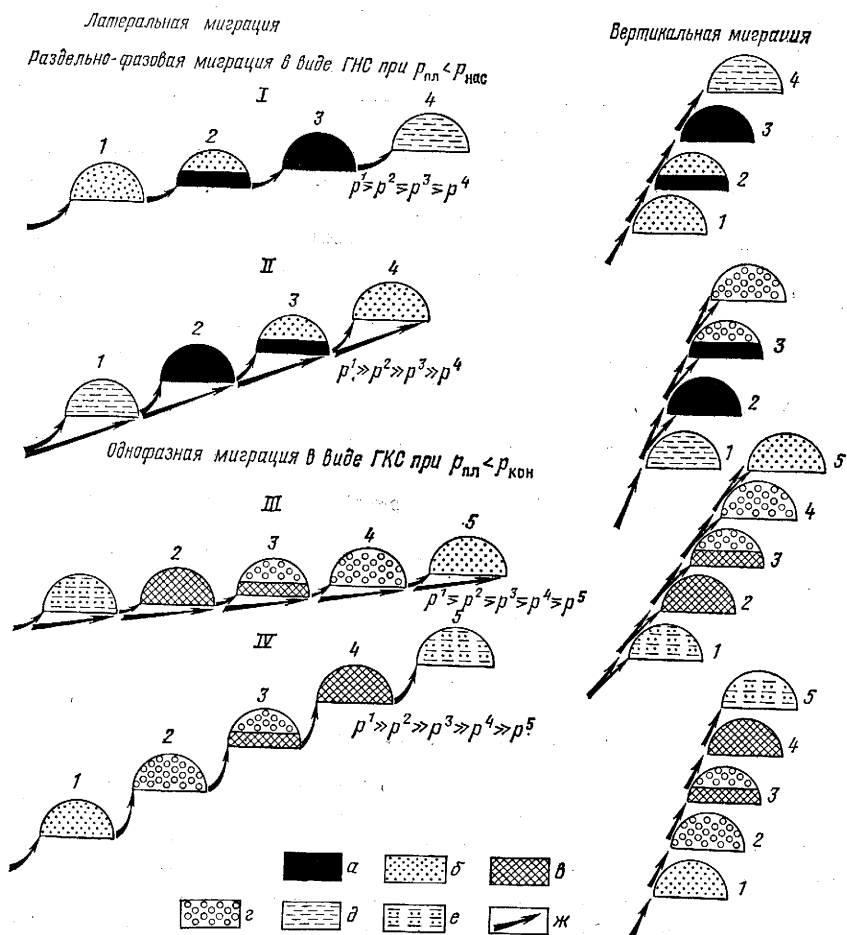


Рис. 9.11. Схема дифференциации углеводородных систем при миграции и аккумуляции α — нефть; β — газ; γ — нефть конденсатного генезиса; ζ — конденсат; δ — вода; ϵ — вода с газом (газоконденсатом); ζ — направление миграции УВ. I — дифференциальное улавливание — ступенчатая миграция (гравитационная дифференциация) недифференцированной газонефтяной системы; II — струйная миграция (гидродинамическая дифференциация) дифференцированной газонефтяной системы на путях миграции; III — ретроградная конденсация (физическая дифференциация) недифференцированной газоконденсатной системы; IV — разделительная миграция (физико-химическая дифференциация) дифференцированной газоконденсатной системы на путях миграции.

$p_{пл}$, p^1 , p^2 и т. д. — пластовое давление; $p_{нас}$, $p_{кон}$ — давление насыщения и конденсации

териев, позволяющих определять направление миграции и характер дифференциации газоконденсатных и нефтеконденсатных смесей с учетом ретроградных и хроматографических явлений.

Хроматографически-сорбционный (физико-химический) способ дифференциации углеводородных систем разработал В. А. Соколов в 1972 г., который рассматривал миграцию нефти и газа в толще

горных пород как их движение в огромной хроматографической колонке. В результате взаимодействия мигрирующих газов и нефти с породой (сорбция, растворение и т. д.) в такой колонке происходит разделение смеси УВ, которая, проходя через породы, обогащается компонентами, имеющими ббльшую скорость миграции.

Теоретически адсорбционно-хроматографическая дифференциация достаточна для образования самостоятельного аккумулятивного ряда углеводородных скоплений. При движении газоконденсатной системы в сторону снижения давления и температуры однофазовый газовый раствор дифференцируется и первые порции раствора подходят к зоне конденсации уже обедненными тяжелыми УВ, потерянными в голове потока на установление сорбционного равновесия. Затем поступает более однородная газоконденсатная смесь и, наконец, газоконденсатный раствор, обогащенный тяжелой углеводородной фракцией. При такой последовательности поступления УВ в систему ловушек образуется ряд, обратной схеме ретроградной конденсации. Сначала формируется залежь газа с незначительной частью легкого конденсата, затем залежь конденсата с газом или конденсата с нефтяной оторочкой и, наконец, залежь конденсатной нефти.

На основе рассмотренных механизмов фазовой дифференциации газонефтяной и газоконденсатной (однофазовой) систем при их миграции и аккумуляции в залежах можно представить общую схему пространственной дифференциации углеводородных скоплений в цепи ловушек (рис. 9.11).

Переформирование скоплений нефти и газа

Переформирование скоплений УВ (формирование вторичных залежей) — это совокупность процессов перераспределения масс скоплений нефти и газа в системах ловушек, происходящих без полного разрушения вещества скоплений и без превращения их в залежи твердых битумов или неуглеводородные газы. Как и все процессы миграции, перераспределение нефти и газа обязательно сопровождается фазовой дифференциацией и физико-химическим превращением УВ (эти процессы рассмотрены в предыдущих разделах главы). При этом неизбежно частичное разрушение скоплений вследствие потерь высокомолекулярных компонентов нефти (образующих в породах миграционные битумоиды) и легких углеводородных газов на путях миграции. Аккумуляция УВ (формирование первичных залежей), также сопровождаемая фазовыми переходами УВ в одиночной ловушке без потери массы, к процессам переформирования не относится.

Понимая переформирование в основном как процесс перераспределения УВ в системах ловушек, сопровождающийся частичной потерей их массы, рассматривают два аспекта этого процесса: перераспределение в системах ловушек, группирующихся по вертикали — в месторождениях (вертикальная миграция) или латерально — в зонах нефтегазоаккумуляции (латеральная миграция), и перераспределение в условиях нарушения временного гидравлического равновесия залежи с окружающей водонапорной

системой или увеличения регионального наклона продуктивных пластов и расформирования самой ловушки.

Перераспределение залежей нефти и газа в системах вертикально группирующихся ловушек может происходить, по В. А. Соколову, вследствие диффузии газа вместе с нефтью и, по А. Е. Гуревичу, в результате смешанного диффузионно-фильтрационного внерезервуарного движения газа (см. § 5). Перетоками нефти и газа через надзалежные покрышки с невысокой экранирующей способностью (см. гл. 4) объясняют перераспределение скоплений в пределах одного нефтегазоносного комплекса: нефть и газ концентрируются в ловушках, перекрытых надкомплексными региональными покрышками высокого качества, тогда как в нижних пластах ловушки остаются недозаполненными. Однако тот же самый результат достигается при первичном формировании залежей при наличии «литологических окон» и других условий перетока (поверхностей стратиграфических несогласий и т. п.). В общем виде переток нефти и газа через породу, обладающую низкой проницаемостью, происходит всегда в условиях установившегося процесса фильтрации. Роль покрышки может играть более проницаемый пласт, если пластовое давление в нем выше давления в подстилающем пласте. При нарушении этого соотношения залежи нефти и газа начнут перемещаться из пласта в пласт.

Активное перераспределение УВ наступает вследствие механического нарушения надзалежных покрышек. Герметичность покрышек нарушается в двух случаях: при превышении капиллярного давления в покрышке избыточным давлением (давлением прорыва по В. П. Савченко), создаваемым подъемной силой УВ в водонасыщенном пласте (см. § 5) и при образовании разрывов растяжения (или зон трещиноватости), рассекающих систему ловушек месторождения после формирования в них залежей.

В результате рассеяния месторождения или его частей разломами растяжения, по которым становится возможной фильтрация флюидов, происходят перетоки нефти и газа из ловушки в ловушку снизу вверх или сверху вниз в зависимости от соотношения пластовых давлений. При этом УВ, по данным И. А. Еременко и И. М. Михайлова, опубликованным в 1972 г., предпочтительнее заполняют пласты с относительно плохими коллекторскими свойствами, тогда как хорошие коллекторы остаются водоносными. Тем самым в месторождении может сформироваться система из чередующихся продуктивных и не заполненных нефтью водоносных пластов. Необходимым условием гидравлического экранирования залежей у разломов является превышение напоров (потенциалов) вод в зоне разлома над напорами вод в продуктивных пластах (И. А. Еременко, И. М. Михайлов, 1978 г.). Изменение этих соотношений на противоположные приведет к перераспределению залежей.

По мнению А. А. Карцева и З. А. Табасаранского, аналогичные соотношения гидравлических сил могут складываться и в зонах стратиграфических несогласий.

Кроме проводящих тектонических разрывов в перераспределении скоплений нефти и газа при вертикальной миграции играет роль тектоническая трещиноватость пород — явление достаточно широко распространенное.

В системах ловушек, группирующихся латерально (например, в цепи антиклиналей), скопления нефти и газа перераспределяются вследствие двух основных причин: наступления гидравлического неравновесия залежей с пластовыми водами и изменения региональных наклонов нефтегазоносных комплексов, содержащих системы ловушек. Первая причина может иметь самостоятельное значение или зависеть от второй.

Начальный этап нарушения гидравлического равновесия обнаруживается по смещению залежей на склоны сводовых ловушек, по образованию наклонных ВНК или ГВК и формированию в конечном счете так называемых гидродинамических залежей (В. П. Савченко, Н. А. Еременко, Ю. П. Гаттенбергер, М. Хабберт и др.). Условия и длительность сохранения гидродинамических залежей определяются соотношением наклона поверхности ВНК (или ГВК) и гидравлического уклона (наклона пьезометрической поверхности) (см. гл. 7).

Перемещаясь по системам ловушек вверх по региональному наклону пласта, газонефтяные скопления дифференцируются по своим свойствам и соотношению фаз вследствие изменения термобарической обстановки и взаимодействия с породами и пластовыми водами. Процесс резко усложняется в условиях непостоянства или неоднократной смены тектонических режимов нефтегазоносного бассейна (инверсий), формирования разломов, изменения неотектонической активности, землетрясений и т. п. По-видимому, именно процессы переформирования являются основной причиной наблюдаемого ныне, иногда очень пестрого, пространственного размещения нефти и газа в нефтегазоносных бассейнах.

§ 7. Разрушение скоплений нефти и газа

Разрушение залежей УВ представляет собой совокупность природных непрерывнодействующих процессов частичного или полного уничтожения — рассеяния, распада углеводородного вещества залежей нефти и газа или перехода их в другие вещества. По своим результатам разрушение противоположно процессам формирования скоплений и проявляется с разной интенсивностью на всех этапах перемещения и аккумуляции миграционных углеводородных систем. В наиболее тесной генетической связи процессы разрушения находятся с процессами переформирования скоплений, с одной стороны, и формирования месторождений вязких и твердых битумов — с другой.

Непосредственными причинами разрушения залежей нефти и газа являются всякого рода нарушения естественных условий их сохранения. В зависимости от этих условий и ранговости процессов различают механическую, гидравлическую, физико-химическую, химическую (биохимическую) и молекулярную формы разрушения, которые могут проявляться с разной силой отдельно или комплексно, в полной мере или частично, в обстановках катагенеза, метаморфизма или гипергенеза.

Механическое (геологическое) разрушение скоплений заключается в их уничтожении вместе с вмещающими ловушками процессами денудации геологических структур в результате частичной или полной редукции (эрозионного вскрытия и разрушения) нефтегазоносных

бассейнов в целом или их отдельных нефтегазоносных комплексов, входящих в состав структурно-этажных подразделений. Редукция происходит наиболее интенсивно на окраинах бассейнов, а в молодых бассейнах и в их верхних частях. В глубоких частях бассейнов, особенно древних, она могла проявляться в историческом прошлом на континентальных или инверсионных этапах развития. При частичной механической редукции нефтегазоносных ловушек, попадающих в зоны гипергенеза, возможно полное истечение и рассеяние газа, реже нефти или образование месторождений битумов (мальты, асфальта, озокерита и т. д.), запечатывающих остаточные залежи нефти, обычно дегазированные.

Гидравлическая форма разрушения скоплений нефти и газа напорными пластовыми водами, т. е. их вытеснение из ловушки описана в гл. 7.

Физико-химическое разрушение скоплений нефти и газа по А. А. Карцеву (1972 г.) происходит путем растворения УВ в подземных водах. Наибольшему, в некоторых условиях почти полному растворению (поглощению), подвержены газовые, преимущественно метановые залежи. Это происходит при температуре, превышающей 100—120 °С, и при увеличении гидростатического давления (вследствие погружения), некомпенсируемом ростом газонасыщенности вод. Фактически такой процесс является составной частью процесса переформирования скоплений в результате изменения термобарической обстановки. При раскрытии крупных разрывных нарушений возникают, хотя и кратковременные, но весьма большие перепады давлений, вызывающие интенсивные перетоки флюидов из пласта в пласт, нередко в условиях турбулентного режима. Это способствует активизации физико-химического превращения нефтей в твердые битумы и быстрому запечатыванию ими головных частей разломов. В результате этого вниз по падению разлома под залежью битума сохраняется оставшаяся часть нефтяной залежи.

Химическая (биохимическая) форма разрушения скоплений заключается в распаде углеводородных и неуглеводородных соединений нефти и газа с образованием воды, углекислого газа, метана, сероводорода, аммония и других удаляемых продуктов, с одной стороны, и в формировании ряда дериватов — продуктов их катагенного и гипергенного превращения (нафтидов) — с другой. Первый процесс — это собственно разрушение скоплений нефти и газа, второй — отражение геохимической обстановки перерождения скоплений и формирования месторождений природных битумов.

Главными процессами распада углеводородных молекул являются их аэробное окисление кислородом воздуха или приповерхностных вод (второстепенный процесс) и анаэробное окисление за счет сульфатов (преобладающий процесс), нитратов или окислов, содержащихся в пластовых водах. При этом в окислительно-восстановительных реакциях участвуют сульфатредуцирующие бактерии — анаэробы. Бактерии-десульфаторы не могут развиваться при температуре выше 80—90 °С, при минерализации вод выше 200 г/л, при величинах рН менее 5.

При неполном окислении в нефтяных смолах и асфальтенах возрастает содержание неуглеводородных компонентов. Анаэробное окисление

сопровождается, как правило, осернением нефти. Основной результат окисления газовых залежей свободным кислородом — их полное разрушение. Газовые залежи, состоящие из метана, более устойчивы к анаэробному окислению, чем нефти. Это происходит потому, что абиогенное окисление сульфатами идет с уменьшением свободной энергии, что термодинамически возможно лишь для высокомолекулярных УВ. В составе нефти к анаэробному окислению более устойчивы парафины и менее — нафтеноароматические УВ.

В нефтяных залежах окислению в первую очередь подвергается нефть, находящаяся в непосредственном контакте с подошвенными и краевыми водами. Чем больше площадь контакта, тем сильнее окисление. Вместе с тем, если эти воды малоподвижны, то запас растворенных в них сульфатов может быть быстро израсходован. Поэтому интенсивность процессов связана со скоростью движения сульфатнесущих вод. По данным А. А. Карцева, окисление сульфатами УВ газовых залежей происходит в более ограниченных условиях, чем нефтяных.

Изменение свойств нефтей и газов в залежах вплоть до их разрушения происходит также при процессах катагенеза. По П. Ф. Андрееву (1958 г.), термокаталитическое превращение нефтей состоит в распаде и дециклизации нафтенов, в парафинизации (метанизации) нефтей и образовании ароматических УВ. Конечным результатом термокаталитических превращений является распад жидких УВ на газ (метан) и твердые минералы (графит).

Молекулярная форма разрушения скоплений нефти и газа заключается в диффузионном перемещении и рассеянии растворенного в природных водах углеводородного вещества вследствие разности концентраций этого вещества (см. § 2). Абсолютные массы перемещающихся в процессах диффузии УВ невелики, но в масштабах геологического времени конечные результаты могут оказаться весьма заметными. Вместе с тем расчеты дегазации залежей природного газа за счет молекулярной диффузии, выполненные А. Е. Гуревичем в 1972 г. показали, что потери не превышают нескольких процентов объема залежи даже за продолжительное геологическое время.

ОБРАЗОВАНИЕ НЕФТИ И ГАЗА В ЗЕМНОЙ КОРЕ

Теория образования нефти и газа является фундаментальной научной основой для количественной оценки перспектив нефтегазоносности и планирования поисково-разведочных работ на нефть и газ.

Интерес к проблеме образования нефти и газа возник давно и с самого начала достаточно четко обособились две теоретические концепции. Согласно первой из них, источником нефти и газа в земной коре является рассеянное в осадочных породах фоссилизированное ОВ. Догадки о подобной природе нефти высказывал еще М. В. Ломоносов. По гипотезам второй группы, нефть и газ образуются в мантии и глубинных горизонтах земной коры посредством abiогенного химического синтеза. Впервые одна из таких гипотез была четко сформулирована Д. И. Менделеевым.

В настоящее время признанием большинства специалистов пользуется так называемая органическая теория образования нефти и газа. В дореволюционный период в России ее развитию более всего способствовали работы Н. И. Андрусова и Г. П. Михайловского. Дальнейшая углубленная разработка теории связана с именами А. Д. Архангельского, В. И. Вернадского, И. М. Губкина, Н. Д. Зелинского. В 50—70-е гг. прогрессу в этой области способствовали труды А. М. Акрамходжаева, А. А. Бакирова, О. И. Брода, Н. Б. Вассоевича, В. В. Вебера, В. С. Вышемирского, Н. А. Еременко, А. Ф. Добрянского, А. А. Карцева, С. П. Максимова, С. Г. Неручева, И. И. Нестерова, Ал. А. Петрова, О. А. Радченко, В. А. Соколова, А. А. Трофимука, В. А. Успенского и др. В течение этого тридцатилетия бесспорным лидером в разработке теории нефтегазообразования в отечественной и мировой науке был Н. Б. Вассоевич.

За рубежом в начале века наибольший вклад в теорию образования нефти и газа внесли Г. Гёфер, Г. Потонье, К. Энглер и несколько позже П. Траск. В последние десятилетия в области органической геохимии и теории образования нефти и газа плодотворно трудились в США — Ф. Ван-Тайл, Э. Дегенс, У. Маншайн, А. Леворсен, Дж. Смит, Ф. Смит, Дж. Хант, Х. Хедберг, Э. Эванс и др., во Франции — М. Бестужев, М. Луи, Б. Тиссо, Р. Пеле и др., в ГДР — Р. Майнхольд, П. Мюллер, в Италии — П. Коломбо, в Польше — П. Глогочевски, в ФРГ — М. Тайхмюллер, Д. Вельте и др.

В СССР в начале 50-х годов ряд ученых (Н. А. Кудрявцев, П. Н. Крапоткин, В. Б. Порфирьев, И. В. Гринберг, Г. Н. Доленко, В. Ф. Линецкий и др.) предпринял попытку объяснения закономерностей размещения нефти и газа в земной коре с позиций гипотезы abiогенного синтеза нефти. Эти исследователи внесли определенный вклад в познание закономерностей размещения месторождений нефти и газа в земной коре. Однако гипотеза abiогенного синтеза нефти оказалась неспособной объяснить особенности состава нефтей в природе и закономерности разме-

щения скоплений нефти и газа, и в настоящее время она разделяется очень небольшим кругом специалистов и по этой причине ниже не рассматривается.

Последние десятилетия характеризовались широким распространением представлений об органическом происхождении нефти и газа. В ходе разработки этой теории стало ясно, что нефтегазообразование является неизбежным результатом прогрессивно развивающегося процесса литогенеза. Понятие «литогенез», а также используемые далее понятия «диагенез» и «катагенез» принимаются в соответствии с определениями, данными в БСЭ (4-е изд.). Подчеркивая генетическую связь нефти и углеводородных газов с рассеянным в осадочных породах ОВ и огромную роль в формировании скоплений нефти и углеводородных газов процессов миграции, Н. Б. Вассоевич предложил называть органическую теорию образования нефти и газа осадочно-миграционной. Этот термин получает все большее распространение.

§ 1. Химический состав нефти и живого вещества

Химический состав нефти по набору элементов резко отличается от химического состава земной коры (табл. 10.1). Наиболее распространенным элементом земной коры является кислород, а нефти — водород. Кроме того, в нефти содержатся углерод, кислород, азот и сера, присутствуют также и другие элементы, в частности, такие металлы, как ванадий, никель, железо, и др., но их концентрация в нефти значительно меньше, чем в земной коре. Отличаясь принципиально по элементному составу от земной коры, нефть очень близка по составу к живому веществу, особенно его липидной фракции (см. табл. 10.1). Именно это обстоятельство явилось первым аргументом в пользу образования нефти из фоссилизированного в осадочных породах живого вещества. Как видно из табл. 10.1, сходство по элементному составу нефти и ОВ осадочных пород, особенно его битумоидной фракции, очень большое.

Однако сходство нефти с живым веществом, а также с его захороненными в осадочных породах компонентами, не ограничивается только

Таблица 10.1

Относительное молярное содержание некоторых химических элементов в биосфере, %

Элемент	Земная кора	Нефть	Живые организмы	Липиды	ОВ осадочных пород ¹	Битумоиды (геолипиды)
Водород	1,65	65,3	60,5	62,7	50,40	58,0
Углерод	0,08	34,3	10,5	31,1	44,35	39,5
Кислород	62,50	0,21	25,5	4,2	4,37	2,2
Азот	0,0001	0,097	2,4	1,8	0,48	0,13
Сера	0,02	0,087	0,15	0,12	0,40	0,17

¹ Умеренный катагенез.

элементным составом. В нефти сохраняются важнейшие особенности, необычные свойства, присущие живым организмам и отсутствующие в скоплениях неживого или генетически с ним не связанного вещества.

Живое вещество строит большую часть своей массы из ограниченного числа элементов, причем далеко не самых распространенных в земной коре — из водорода, кислорода, углерода, азота и др. В современной биохимии считается, что именно эти элементы стали основой жизни в ходе предбиологической химической эволюции по ряду причин: во-первых, они очень легко образуют ковалентные связи; во-вторых, из числа элементов, образующих ковалентные связи, они самые легкие, а прочность ковалентной связи обратно пропорциональна атомной массе. Чрезвычайно важной оказалась также способность атомов углерода образовывать ковалентные связи друг с другом, а также с другими образующими живое вещество элементами.

Число органических молекул исключительно велико. Оценки показывают, что все виды живых организмов содержат 10^{10} — 10^{12} различных типов молекул белков и около 10^{10} — нуклеиновых кислот. Однако при таком разнообразии биомолекул живые организмы образованы из относительно небольшого числа сравнительно простых молекул, важнейшими из которых являются двадцать аминокислот, пять пуриновых и пиримидиновых оснований, два сахара, одна жирная кислота, глицерин и холин. То обстоятельство, что макромолекулы всех живых организмов состоят из различных комбинаций одних и тех же простейших молекул, говорит о внутреннем единстве жизни.

Внутреннее единство и специфичность химического состава живого вещества проявляются еще в двух свойственных ему особенностях: первая — это обогащенность живого вещества и продуктов его fossilization по сравнению с атмосферой, гидросферой и земной корой легким изотопом углерода ^{12}C ; вторая — способность макромолекул биогенного происхождения вращать плоскость поляризации монохроматического пучка света. Подобные молекулы, получаемые при неорганическом синтезе, этим свойством не обладают.

Мы не касаемся здесь удивительной способности живого вещества точно воспроизводить самого себя. Отметим лишь, что по современным представлениям, живая клетка — это неравновесная открытая система — механизм, который извлекает свободную энергию из окружающей среды. Отсюда следует, что совокупность молекул умершего живого вещества — это система неравновесная и что такая система должна стремиться к возрастанию энтропии и термодинамическому равновесию самопроизвольно. Такая концепция лежит в основе ряда моделей формирования в составе рассеянного ОВ всего комплекса соединений, свойственных нефти (А. Ф. Добрянский, А. И. Богомолов, П. Ф. Андреев и др.). Однако, как показывает изучение состава нефти и ее предшественников, в составе битумоидов такая неравновесность сохраняется в fossilized ОВ сотни миллионов лет и фиксируется даже в рассеянном ОВ и нефтях докембрия. Природа этой стабильности будет рассмотрена ниже.

Многие отмеченные особенности живого вещества свойственны и нефти, хотя, конечно, между ними есть и глубокие различия, обуслов-

ленные превращениями ОВ в ходе седиментогенеза, диагенеза и катагенеза. Нефтям свойственны обогащенность легким изотопом углерода, наличие оптически активных соединений и присутствие большого числа соединений, наследующих углеродный скелет биомолекул, в первую очередь биомолекул липидов. Такие унаследованные частично либо полностью от живого вещества соединения битумоидов ОВ и нефти получили название хемофоссилий, или реликтовых соединений нефтей. Из них первыми были обнаружены в 1934 г. А. Трейбсом порфирины ванадия и никеля, которые, как показали последующие исследования, имеют своим предшественником хлорофилл. В последние десятилетия благодаря прогрессу в методах исследования органических молекул реликтовые соединения найдены среди всех классов УВ нефти (Н. Б. Вассоевич, А. Н. Гусева, Ал. А. Петров и др.). К их числу относятся *n*-алканы, изопреноидные УВ, прежде всего фитан и пристан, ряд полициклических нафтен, из которых наиболее интересными являются стераны и гопаны, а также некоторые полядерные арены. Некоторые реликтовые соединения находятся в нефти и битумоидах ОВ в весьма высоких концентрациях. Так, в количестве до 2—3 % в нефтях определены порфирины ванадия, фитан, пристан, высокомолекулярные *n*-алканы. Видимо, весьма значительна концентрация стеранов и гопанов.

Таким образом, совокупность химических свойств нефти показывает, что нефть как единая природная система не могла образоваться за счет абиогенного синтеза и является продуктом превращений фоссилизированного в осадочных породах живого вещества.

Вместе с тем состав нефти существенно отличается от состава живого вещества и его липидных компонентов. В составе живого вещества нет низкокипящих УВ, входящих в состав бензиновых и керосиновых фракций, нет гетероциклических соединений типа смол и асфальтенов, в липидах преобладают не УВ, а кислород- и азотсодержащие соединения и липиды богаче азотом и кислородом, чем битумоиды ОВ и нефти (см. табл. 10.1). Выше подчеркивалось сходство углеводородного скелета многих соединений, входящих в состав липидов и УВ, и некоторых других соединений нефти. Вместе с тем между ними есть и серьезные различия. Так, в живом веществе, особенно в высшей наземной растительности, жирные кислоты с четным числом атомов углерода в цепи преобладают, соответственно среди образующихся из них путем декарбоксилирования *n*-алканов в слабо измененном ОВ доминируют соединения с нечетным числом атомов углерода. В нефти такого преобладания нечетных *n*-алканов практически нет. Стераны и гопаны нефти сохраняют строение своих биологических предшественников, но их пространственные структуры (стереохимия) существенно различаются (Ал. А. Петров, С. Д. Пустильникова, Н. Д. Абрютин и др.).

В этой связи правильное объяснение закономерностей распространения нефти и углеводородных газов в стратиферу возможно лишь на основе знания особенностей биохимии различных классов живого вещества, закономерностей его накопления в осадках и последующих превращений.

§ 2. Накопление органического вещества

Спектр палеоландшафтов, в которых условия накопления ОВ благоприятны для последующего развития процессов нефтегазообразования, весьма велик. В настоящее время можно считать твердо установленным, что он охватывает как морские, так и континентальные палеоландшафты.

Нефтегазогенерационный потенциал рассеянного в осадочных породах ОВ в значительной мере контролируется его составом, который в свою очередь определяется природой исходного живого вещества и особенностями его диагенетических превращений. В советской геологической литературе по природе исходного живого вещества принято делить ОВ на два крайних класса: гумусовое — генетически связанное с высшей наземной растительностью и сапропелевое — генетически связанное главным образом с планктоном и бентосом. В формировании облика последнего большую роль играет ОВ бактерий в осадках, перерабатывающих отмершее и попавшее в осадок ОВ планктона и бентоса. Термины «гумусовое» и «сапропелевое» ОВ в таком толковании не получили, однако, международного признания. Многими исследователями они толкуются неоднозначно. В связи с этим Н. Б. Вассоевич и ряд других исследователей неоднократно предлагали уточнить классификацию ОВ и связанную с ней терминологию. А. Э. Которович предлагает ОВ, генетически связанное с высшей наземной растительностью (аэробиянтами), называть аэрогенным или террагенным, т. е. на суше рожденным, а ОВ, генетически связанное с гидробионтами, главным образом планктоно- и бентосогенное, — гидро- или аквагенным, т. е. в воде рожденным. Эти термины согласуются с принятой за рубежом терминологией: *terrestrial organic carbon*, *marine organic carbon* (Дж. Филиппи, М. Роджерс, К. Кун и др.).

Выше отмечалось химическое единство живого вещества, которое сложено одними и теми же компонентами — белками, углеводами и липидами, а в высших растениях также лигнином. Однако соотношение этих классов соединений в живом веществе, а также детали структуры этих классов соединений существенно различны. В массе высших растений преобладают целлюлоза и лигнин, роль липидов относительно невелика. В фитопланктоне доминируют белки и повышена роль липидов, концентрация которых достигает в отдельных типах планктона 20—25%. Живое вещество наземного происхождения в целом несколько богаче изотопом ^{12}C по сравнению с морским. Таким образом, природа живого вещества в значительной мере предопределяет специфику химического состава аквагенного и террагенного ОВ.

По химическому составу следует различать в соответствии с предложениями Н. Б. Вассоевича ОВ алиновое, арконовое и промежуточные разности. Аквагенное ОВ является, как правило, алиновым, но в толщах бедных ОВ, в процессе диагенетических превращений оно может трансформироваться в арконовое. Наоборот, террагенное ОВ в основной своей массе арконовое, но некоторые его разности, например липтобиолитовые угли, относятся к классу алинового ОВ. Палеоландшафты, в которых происходило формирование осадков, контролировали исходный тип ОВ

и его концентрацию в них. В морских эпиконтинентальных бассейнах обычно накапливается преимущественно аквагенное ОВ.

Баланс ОВ в современных морских и океанических бассейнах изучен достаточно хорошо. По оценкам Е. А. Романкевича [49], 94,7 % от суммы поступлений органического углерода в Мировой океан составляет продукция фитопланктона, на долю фитобентоса приходится всего 0,5 %, поступление с суши составляет 4,8 %. Из этой массы ОВ на дно поступает от 5 до 15 % и лишь 3—8 % от массы ОВ, поступившего в осадки, фоссилизуются. Таким образом, коэффициент фоссилизации в среднем составляет около 0,4 %. В отдельных частях Мирового океана и морских бассейнах картина существенно различна. Так, в Черном море, например, основная часть поступлений органического углерода также представлена фитопланктоном, но в связи с наличием сероводородного заражения коэффициент фоссилизации ОВ несравненно выше — 4 % (В. Дейзер, 1971 г.). В процессе фоссилизации в осадки поступает и некоторая часть липидного комплекса захороняемого живого вещества — жиры, воски, каротиноиды, терпены и т. д. и некоторое количество УВ. Таким образом, как отмечал В. А. Успенский в 1970 г., основной набор структурных элементов, свойственных нефти, начинает складываться еще на стадии седиментогенеза.

Анализ закономерностей накопления ОВ в осадочных породах и связанного с ним нефтегазообразования, по мнению Н. А. Еременко, С. П. Максимова, Т. А. Ботневой и др., отчетливо показывает их эволюцию в масштабах больших отрезков времени, которая осложняется накладывающейся на нее периодичностью некоторых процессов. Показательно, что наиболее важные черты этой эволюции связываются В. П. Казариновым и А. Л. Яншиным с пульсационно-эволюционным характером геологических процессов на Земле, Б. С. Соколовым — с эволюцией живых организмов.

С. Г. Неручев в 1974 г. одним из первых отметил, что многократно повторявшиеся в истории Земли эпохи интенсивного прерывисто-глобального накопления аквагенного, преимущественно планктогенного ОВ (доманикиты — толщи горючих сланцев) являются одновременно переломными рубежами в эволюции жизни, в развитии биосферы. Св. А. Сидоренко и В. А. Теняков в 1981 г. подтвердили наличие такой фундаментальной закономерности и в докембрии.

Концентрация ОВ в ископаемых морских осадках варьирует от десятых, иногда (особенно в условиях карбонатного и эвапоритового осадконакопления) сотых долей процента до первых процентов, а в условиях некомпенсированного накопления осадков в рассмотренные эпохи и до 15—20 %. Максимальные концентрации ОВ в эпиконтинентальных закрытых бассейнах приурочены, как правило, к центральным, относительно глубоководным их частям, в открытых бассейнах — к зоне шельфа и началу континентального склона [29].

Начиная с карбона, в связи с массовым развитием высшей наземной растительности произошел качественный скачок в процессе накопления ОВ в осадках (А. Э. Конторович, А. А. Трофимук, 1976 г.). В континентальных озерно-аллювиальных и озерно-болотных ландшафтах гумидных

зон в осадках накапливалось преимущественно террагенное ОВ, обязанное своим происхождением высшей наземной растительности. В таких бассейнах седиментации, в зонах, приближенных к областям питания, при благоприятном тектоническом режиме формировались мощные торфяники. Как следствие, в составе фоссилизированного ОВ периферических континентальных бассейнов седиментации гумидных зон значительную, а часто доминирующую роль играет концентрированное ОВ. От периферии к центральным частям бассейнов роль концентрированного ОВ в толщах подобного генезиса обычно уменьшается, одновременно возрастает от 0,5—1 до 5—7 % концентрация рассеянного ОВ. В отложениях таких фаций значительную роль часто играет аквагенное ОВ озерного генезиса.

В условиях аридного и семиаридного литогенеза в континентальных бассейнах седиментации захоронялись ничтожные количества ОВ, поэтому сколько-нибудь значительной роли в процессах нефтегазообразования подобные ископаемые осадки не играют.

В тесной связи с составом исходного ОВ в осадочных толщах находится их преимущественная нефте- или газоносность. В морских осадочных толщах с аквагенным ОВ или в непосредственно их подстилающих или перекрывающих породах преобладают скопления нефти, а в континентальных угленосных толщах — скопления газа [29]. Закономерная приуроченность ресурсов нефти преимущественно к морским, а газа преимущественно к континентальным угленосным толщам получила недавно подтверждение при статистическом анализе распределения по фациям разведанных мировых запасов нефти и газа, выполненном В. С. Вышемирским в 1980 г.:

Группы фаций	Нефть, %	Газ, %
Морские	24,0	6,8
Мелководно-морские	24,4	11,0
Прибрежные	38,9	5,4
Переходные	12,1	1,7
Континентальные	0,6	75,1

Эти данные частично скорректированы А. Э. Конторовичем с учетом последних открытий скоплений газа в угленосных толщах, к которым приурочено не менее 70 % разведанных мировых запасов газа.

Таким образом, как справедливо отмечал И. М. Губкин, скопления нефти начали образовываться со времени возникновения нормальных осадочных образований и накопления в них органического материала, т. е. с момента возникновения жизни на Земле. К этому следует добавить, что дальнейшее развитие жизни, ее эволюция в значительной мере предопределили и эволюцию процессов нефтегазообразования в истории Земли. «Выход» в конце силура и в девоне растительности на сушу и исключительно бурное ее развитие, начиная с карбона, обусловили качественный скачок в эволюции процессов нефтегазообразования (А. Э. Конторович, А. А. Трофимук, 1978 г.). Во-первых, резко расширился спектр фаций, благоприятных для нефтегазообразования, а значит, при прочих равных условиях увеличилась площадь распространения и объем нефтегазопроизводящих пород. Во-вторых, значительно возросла масса ОВ, участвующего в процессах нефтегазообразования. Так, например, на Си-

бирской платформе в отложениях нижнего и среднего палеозоя (объем пород 6,8 млн. км³) первоначально было захоронено 80·10¹² т ОВ, а в угленосных отложениях верхнего палеозоя (объем 1,5 млн. км³) 120·10¹² т ОВ. Аналогичная картина наблюдается и на других древних платформах. В-третьих, впервые источником УВ в осадках и осадочных породах стало качественно новое по типу ОВ, генетически связанное с высшей наземной растительностью.

§ 3. Диагенетическое превращение органического вещества

Важную роль в формировании химической структуры fossilized органического вещества играет диагенетическая стадия его истории. Она же в определенной мере контролирует концентрацию ОВ в осадках к началу катагенеза. Известно, что при анаэробном биохимическом разложении ОВ генерируется большое количество газов, в том числе углеводородных. Долгое время считалось, что из углеводородных газов в диагенезе образуется только метан. Исследования В. В. Вебера, Л. М. Зорькина, С. П. Левшуновой, Л. В. Чертковой, выполненные в последние годы, показали, что при биохимической переработке ОВ в морских осадках образуется не только метан, но и углеводородные газы С₂—С₅ как нормальные, так и изостроения. При этом интенсивность их новообразования тем выше, чем больше сапропелевого ОВ в осадках и чем более восстановительной является их среда. Так, в условиях сероводородного заражения осадков Черного моря в них в составе углеводородных газов С₂—С₅ на долю насыщенных УВ приходится 13—15 %. Важной геохимической особенностью метана биохимической генерации в зоне диагенеза является, как это установлено Ф. А. Алексеевым, В. И. Ермаковым, Э. М. Галимовым и др., его обогащенность изотопом углерода ¹³С — значение δ¹³С варьирует от —70 до —80 ‰.

Изучение диагенетических превращений ОВ современных и ископаемых осадков позволило выяснить основные закономерности превращений их битуминозных компонентов [29, 57]. В диагенезе в fossilized органическом веществе происходит формирование не только газообразных, но и высокомолекулярных УВ за счет главным образом переработки ОВ бактериями.

Определяющими в диагенезе являются следующие химические процессы превращения биомолекул: гидролиз, гидратация, диспропорционирование водорода, полимеризация и поликонденсация [2]. Процессы декарбокислирования жирных кислот ведут к новообразованию *n*-алканов, диспропорционирование водорода непредельных соединений — к новообразованию нафтеновых структур, которые преобладают среди изоциклоалифатических УВ, слабо измененных катагенезом осадков.

Исследования показали, что в составе УВ в субаквагенных континентальных осадках преобладают насыщенные соединения, причем доля их тем больше, чем менее восстановительной является среда. Среди насыщенных УВ на долю алканов приходится 30—40 %. В составе последних преобладают высокомолекулярные *n*-алканы с нечетным числом атомов углерода в цепи. Фракция изоциклоалифатических УВ представлена в ос-

новном цикланами, преимущественно конденсированными, хотя моноциклические цикланы в ней также присутствуют в значительных концентрациях. Среди изоалифатических УВ значительную роль играют изопреноиды, в первую очередь фитан и пристан. В осадках с окислительной средой диагенеза отсутствуют хлорофилл и его производные, они сохраняются лишь в восстановительной среде.

Сходные закономерности диагенетического превращения ОВ устанавливаются и при изучении слабо измененных катагенезом ископаемых морских осадков [29]. В этом случае, как считают С. Г. Неручев и А. Э. Конторович, удобно пользоваться показателем диагенетической превращенности ОВ $a_{д.п}$ — отношение количества ОВ, израсходованного в анаэробный этап диагенеза, к его количеству в осадках в начале этого этапа. В ископаемых осадках с ростом $a_{д.п}$ увеличивается доля насыщенных УВ в углеводородной фракции. Концентрации УВ в ОВ, би- и трициклических аренов в нафтено-ароматической фракции и величина отношения смол к асфальтенам максимальны при $a_{д.п}$ 0,2—0,4 и уменьшаются при более высоких и более низких значениях. Сходным образом меняется и элементный состав ОВ: в конце протокатагенеза и в самом начале мезокатагенеза минимальные концентрации в ОВ углерода и максимальные водорода наблюдаются при $a_{д.п}$ 0,3—0,5.

Эти закономерности объясняются избирательным окислением наименее стойких компонентов ОВ и его битумоидной фракции при низких уровнях диагенетических превращений, а при $a_{д.п}$ более 0,4—0,5 — окислением и полимеризацией всех компонентов ОВ, в том числе конденсированных аренов и смол, при общем снижении концентрации битумоидов и конденсации, ароматизации всех структур ОВ.

К концу стадии протокатагенеза ОВ еще сохраняет основные свои черты, сложившиеся в диагенезе. Так, в битуминозных компонентах ОВ преобладают насыщенные УВ. В последних среди *n*-алканов доминируют соединения с нечетным числом атомов углерода в цепи, мало изоалканов, а среди цикланов преобладают конденсированные структуры. При этом конденсированность цикланов террагенного ОВ выше, чем аквагенного. В составе УВ как в диагенезе, так и в начале протокатагенеза отсутствуют УВ бензиновых и керосиновых фракций.

До недавнего времени считалось, что углеводородные газы, образующиеся на стадии диагенеза, диффундируют из осадков в природную воду и рассеиваются, а формирование скоплений как нефти, так и газа связано только со стадией катагенеза. Появляется, однако, все больше фактов, свидетельствующих о том, что значительная часть образующихся на стадии диагенеза углеводородных газов может консервироваться в осадках.

Главная форма аккумуляции газов биохимического происхождения — это, видимо, горизонты осадков с кристаллогидратами, которые могут образовываться метаном и другими углеводородными газами, углекислым газом, сероводородом в глубоководных и пресноводных водоемах в зонах, где температура на дне ниже 4—5 °С, а толщина слоя воды превышает 400—500 м. Возможность консервации углеводородных газов в глубоководных осадках была теоретически обоснована Ю. Ф. Макагоном, А. А. Трофимуком, В. П. Царевым, Н. В. Черским и позднее подтверж-

дена экспериментально советскими и американскими исследователями. При последующем погружении гидратсодержащих осадков в зону катагенеза с повышением температуры гидраты должны разрушаться, а выделяющийся свободный газ будет или аккумулироваться в ловушках на путях миграции, или образовывать в зоне диагенеза вторичные гидратные залежи, или рассеваться. Это позволяет выделить диагенетическую зону не только как зону генерации, но и как зону аккумуляции углеводородных газов, главным образом метана.

§ 4. Катагенетическое превращение органического вещества

Дальнейшее превращение ОВ претерпевает на стадии катагенеза, наиболее длительной стадии в геохимической истории осадочных пород в целом и содержащегося в них ОВ, в частности. Стадия катагенеза подразделяется на подстадии, этапы и подэтапы (см. рис. 9.6.). Две группы процессов являются определяющими для катагенетической стадии в истории ОВ [29]. Первая — это глубокие и направленные изменения физико-химических свойств и химической структуры ОВ, сопровождающиеся новообразованием большого числа соединений. Вторая, не менее существенная, черта катагенеза — это громадные масштабы миграции ОВ, в том числе и продуктов катагенетических превращений ОВ (углекислого газа, аммиака, сероводорода и др.) — обязательная, неотъемлемая черта катагенеза осадочных пород, а формирование скоплений нефти и газа — неизбежный при благоприятных геологических условиях результат этого процесса. Характер и тех и других процессов в очень сильной степени зависит от состава вмещающих ОВ пород и характера их катагенетического превращения, состава и палеогидрогеологии вод, насыщающих эти породы.

Главными факторами катагенеза являются температура и давление.

В основе процессов преобразования ОВ и новообразования УВ и других соединений лежат, как правило, процессы термоллиза и термокатализа, протекающие по карбоний-ионному и свободно-радикальному механизмам. Эти процессы сопровождаются деполимеризацией керогена с высвобождением унаследованных от живого вещества и частично преобразованных в диагенезе фрагментов типа жирных кислот, синтезом УВ, диспропорционированием водорода и новообразованием и преобразованием сильно конденсированных соединений как нерастворимых, так и входящих в состав битумоидов (смолы, асфальтены) и т. п.

В последнее время теоретически доказано, что возможны химические превращения ОВ в сторону карбонизации и битумоидоновообразования и при сравнительно невысоких температурах. Э. М. Галимовым (1973 г.) развита теория, согласно которой изменения ОВ в зоне катагенеза следует рассматривать в рамках единой системы: осадочная порода — рассеянное в ней ОВ. В этих случаях эндотермическое превращение ОВ может протекать за счет энергопередачи в самой системе путем обмена радикалами разной степени сопряжения. Согласно этой концепции полагают, что разница в энергиях активного радикала, генерируемого на поверхности твердой фазы, и менее активного, сильно сопряженного ради-

кала, регенерируемого в реакциях органических соединений, является тем дополнительным источником энергии, который снимает термодинамические ограничения с реакций катагенетических превращений ОВ. Последующие исследования показали, что такой процесс должен особенно интенсивно проявляться при сейсмических явлениях, повышающих поверхностную энергию зерен минералов. Выполненные экспериментальные исследования показывают реальность такого механизма превращения ОВ. Таким образом, в сейсмически активных зонах возможно катагенетическое превращение ОВ при сравнительно невысокой температуре.

Правильно расшифровать сущность катагенетического превращения ОВ в том или ином седиментационном бассейне можно, лишь рассматривая последовательно погружающиеся в зоны все более высоких температуры и давления осадочные породы и насыщающие их воду и газы как единую динамическую систему.

Наиболее отчетливо превращения ОВ в зоне катагенеза при термолize и термокатализе проявляются в направленном изменении его состава. Чем в более жестких термодинамических условиях находилось ОВ, тем при прочих равных условиях выше концентрация в нем углерода, ниже водорода, и особенно гетероэлементов: азота, серы и кислорода. Для угля эта закономерность давно известна и хорошо изучена. Для рассеянного и концентрированного ОВ аквагенной природы аналогичную закономерность впервые отметили в 1958 г. В. А. Успенский, Ф. Б. Инденбом и др. В дальнейшем Л. И. Богородская, А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Г. М. Парпарова, К. Ф. Родионова, П. А. Трушков, О. П. Четверикова, Б. Тиссо и другие исследователи на обширном материале подтвердили наличие этой общей закономерности.

Интенсивность катагенетических превращений ОВ зависит от литологии вмещающих пород. Так, в одной и той же толще при близкой концентрации аквагенного ОВ в карбонатных породах кембрия Сибирской платформы оно содержит 78 % углерода, в терригенных — при максимальной глубине погружения 3 км 81 %, а при погружении на 4 км соответственно 82 и 84 %. Поскольку эта разница наблюдается в одних и тех же отложениях, то она объясняется разными температурами, при которых рассеянное ОВ достигает одной и той же степени карбонизации.

При общей направленности процессов катагенетического превращения ОВ разных типов между ними имеются и отчетливые различия. Аквагенное ОВ морских толщ отличается от ОВ террагенного генезиса более высоким содержанием водорода, азота и особенно серы и пониженным содержанием кислорода. Повышенные содержания водорода и азота в аквагенном ОВ объясняются особенностями состава и фоссилизации исходного живого вещества. Повышенное содержание серы связано с процессами диагенеза ОВ в морских осадках.

Э. Дегенс в 1965 г. обратил внимание на важность изучения химических структур, в которых кислород находится в ОВ, для построения модели структуры молекулы ОВ. Долгое время для рассеянного ОВ подобного рода систематические данные отсутствовали. Исследования, проведенные Л. И. Богородской и А. Э. Конторовичем в 1976 г., в значительной мере восполнили этот пробел. Ими было показано, что при общей

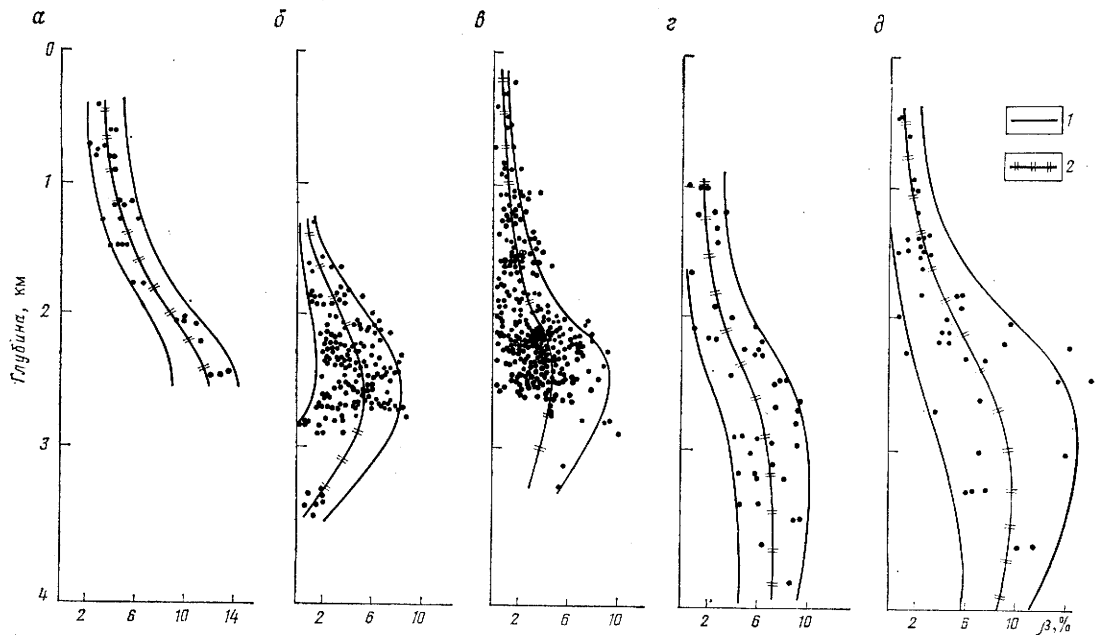


Рис. 10.1. Зависимость битумонного коэффициента β в глинах и аргиллитах морских терригенных формаций от максимальной глубины погружения (аквагенное ОВ).

а — тоарские отложения Западно-Европейской платформ, Парижский бассейн (по Б. Тиссо и др.); *б* — волжско-берриасские отложения Западно-Сибирской плиты (по А. Э. Конторовичу, А. С. Фомичеву); *в* — меловые отложения ($S_{орг} 0,5-0,7\%$) Западно-Сибирской плиты (по А. Э. Конторовичу, А. С. Фомичеву); *г* — майкопские отложения Скифской плиты, Западное Предкавказье (по Н. Б. Вассоевичу, Ю. И. Корчагиной); *д* — палеогеновые отложения Ферганской впадины (по А. М. Акрамходжаеву и др.). Линии: 1 — минимальных и максимальных значений; 2 — медианных значений

одинаковой схеме изменения отдельные кислородсодержащие группы ведут себя в ОВ разного генезиса по-разному. В частности, в зоне начального мезокатагенеза в террагенном рассеянном ОВ кислород различных функциональных групп распределен следующим образом: $O_{Co} > > O_{он фен} > O_{Соон}$. В аквагенном рассеянном ОВ концентрация всех трех форм кислорода примерно равна, причем $O_{Со} \geq O_{Соон} \geq O_{он фен}$. По концентрации в аквагенном и террагенном ОВ эти формы кислорода также различаются. В аквагенном ОВ резко повышено содержание карбоксильного кислорода. Оба типа ОВ зоны протокатагенеза содержат примерно равные количества фенольного и карбоксильного кислорода. В мезокатагенезе в аквагенном ОВ несколько преобладает фенольный кислород, а в террагенном — карбоксильный. В аквагенном ОВ большая часть кислорода (60—70 %) представлена реакционноспособными формами, в террагенном рассеянном и особенно концентрированном ОВ доля реакционноспособных форм кислорода относительно невелика.

Не остаются неизменными состав и количество битумоидов в ОВ (рис. 10.1). На разных подстадиях, этапах и подэтапах катагенеза они контролируются двумя противоположно направленными процессами: первый — новообразование и превращение битумоидов, второй — первичная миграция.

В протокатагенезе, раннем и среднем мезокатагенезе новообразование битумоидов ведет к увеличению их доли в ОВ, их алифатизации, уменьшению в них роли цикланов и аренов, особенно конденсированных, монотонному приближению битумоидов по углеводородному составу к нефти (рис. 10.2). Последнее особенно четко выражается в постепенном выравнивании концентрации *n*-алканов с нечетным и четным числом атомов углерода в цепи, в новообразовании УВ бензиновых и керосиновых фракций.

Новообразование битумоидов начинается в конце протокатагенеза, в течение мезокатагенеза скорость этого процесса непрерывно увеличивается, достигает максимума на подэтапе МК₁², сохраняется в течение большей части среднего мезокатагенеза и затем падает.

Этап интенсивного новообразования битумоидов сопровождается перестройкой структуры ОВ.

В течение большей части мезокатагенеза новообразование битумоидов преобладает над их эмиграцией. Однако в конце раннего мезокатагенеза и в начале среднего мезокатагенеза, по данным С. Г. Неручева и А. Э. Конторовича, наблюдается обратный процесс, что сопровождается снижением битумоидного коэффициента и другими изменениями в составе битумоидов (см. рис. 10.1). Чрезвычайно важно, что именно в этой части зоны катагенеза в близком интервале температуры и давления одновременно в одном направлении действуют три группы процессов: 1) достигает максимума скорость новообразования всего комплекса углеводородных и неуглеводородных соединений, свойственных нефти; 2) совершается глубокая перестройка, разрыхление структуры ОВ, что ослабляет связь битуминозных компонентов с керогеном; 3) происходит гидрослюдизация монтмориллонитовых образований с выделением межплоскостных возродженных вод, что создает условия для массовой эмиграции новообра-

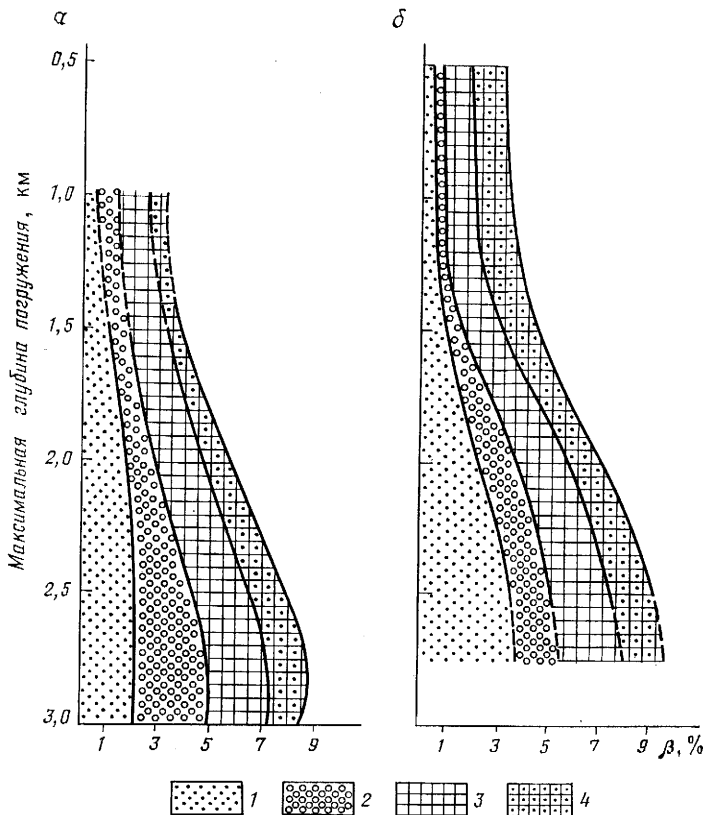


Рис. 10.2. Зависимость группового и углеводородного состава аквагенного рассеянного ОВ в глинистых толщах доманикитов от максимальной глубины погружения.

a — Западно-Сибирская плита, отложения волжского яруса (по А. Э. Конторовичу);
б — Западно-Европейская платформа, Парижский бассейн, тоарские отложения (по Б. Тиссо и др., с изменениями).

Углеводороды: 1 — насыщенные; 2 — нафтенно-ароматические; 3 — смолы; 4 — асфальтены

зующихся битумоидов с возрожденными водами (этому способствует снижение сорбционной емкости пород, сопровождающее гидрослюдизацию).

Как известно, структуру керогена можно уподобить молекулярному сити, в полостях и каналах-порах которого «запечатаны» крупные молекулы УВ, асфальтенов, смол. Эти компоненты битумоидов могут быть частично новообразованы в катагенезе, а частично унаследованы со стадии седиментогенеза в диагенезе. Обычно при экстракции пород из подобного молекулярного сита эти молекулы не извлекаются. В природных условиях они не вовлекаются в первичную миграцию. В ГЗН, когда происходит «разрыхление» структуры ОВ, что фиксируется, по данным А. Э. Конторовича (1976 г.), по убыванию количества парамагнитных центров на подстадии МК₂ (градация Ж), нарушается структура молекулярного сита и вся масса соединений, во-первых, выделяется при экстракции, что

о состава и в разных геолого-геохимических условиях, видимо, разна.

В соответствии с интенсивностью процесса генерации нефти в едином де нефтеобразования в осадочной толще А. Э. Конторовичем и Г. Неручевым (1971 г.) выделены фазы: 1) созревания потенциально тепроизводящих отложений, 2) начала и прогрессивного развития теобразования, 3) главную фазу нефтеобразования, 4) затухания нефтеобразования и 5) существования нефтепроизводивших отложений. разрезах осадочных бассейнов выделяются зоны, соответствующие кой из этих фаз и носящие такие же названия.

Понятие о ГФН в научную литературу было введено Н. Б. Вассоем в 1967 г. Под ГФН следует понимать этап в едином цикле процессов нефтеобразования, когда скорость их максимальна. Отсюда следт, что в меньших, чем в ГФН, масштабах нефтеобразование протекает до ее начала, так и после завершения. Ряд авторов, не учитывающих о обстоятельства, неоправданно расширяет интервал термодинамичеих условий реализации ГФН.

В ГФН формируются нефти, в составе которых наиболее полно надутся фрагменты химической структуры липидов исходного акваого и террагенного ОВ. В фазу начала и прогрессивного развития теобразования первичная миграция битумоидов настолько затруднена, о состав возникающих в небольших количествах нефтей определяется основном миграционной способностью отдельных фракций битумоидов той зоне, а не особенностями битумоидов материнских толщ. В фазу ухания нефтеобразования катагенетические преобразования ОВ приво к тому, что связь состава формирующихся и эмигрирующих жидких с составом исходного ОВ проявляется также очень слабо.

Процесс катагенетического газообразования в осадочных толщах ет верхнюю (ПК—МК₁) и глубинную (МК₃—АК) фазы интенсивного ообразования. Верхней фазе отвечают первые две зоны нефтеобразоия, глубинной — зона затухания нефтеобразования и, возможно, верхчасть зоны распространения нефтепроизводивших отложений. Состав никающих в каждой из этих зон газов существенно различен. В перо доминирует углекислый газ, углеводородная составляющая газов ктически полностью представлена метаном. В глубинной зоне интеного газообразования сначала образуется жирный углеводородный газ ысоким содержанием конденсата. Направленно меняется и изотопный ав углерода генерируемых газов, в первую очередь метана. В верхней е интенсивного газообразования значения $\delta^{13}\text{C}$ равны $-60 \div -50\text{‰}$, лубинной $-40 \div -30\text{‰}$. Известно, что в глубинном мезокатагенезе и катагенезе аквагенное ОВ очень быстро теряет водород. Это позволяет тать, что оно на этом этапе генерирует значительно бóльшие массы ообразных и низкокипящих жидких УВ, чем террагенное ОВ.

Вертикальная зональность процессов нефтегазообразования ранее сывалась А. М. Акрамходжаевым, Н. Б. Вассоевичем, В. С. Вышеским, И. В. Высоцким, Н. А. Еременко, А. Э. Конторовичем, В. А. Соовым, А. А. Трофимуком. Газообразование в прото- и раннем мезоагенезе обосновывалось в работах В. Г. Васильева, В. И. Ермакова,

сказывается на увеличении битумоидного коэффициента, а во-вторых, приобретает возможность эмигрировать из материнских пород. Таким образом, наряду с катагенетически-новообразованными битумоидами из материнских пород эмигрируют и ранее образованные продукты.

Несмотря на глубокие химические превращения ОБ, состав битумоидов четко наследует главные черты химической структуры исходного живого вещества и особенности его диагенетического превращения. В террагенном ОБ в составе фракции насыщенных высокомолекулярных УВ повышена по сравнению с аквагенным ОБ роль *n*-алканов, причем в наибольших концентрациях встречаются *n*-алканы C_{20} — C_{24} . В аквагенном (алиновом) ОБ повышена роль изоалифатических УВ, а среди *n*-алканов преобладают соединения C_{17} — C_{19} . Существует мнение, что в аквагенном ОБ отношение фитан/пристан должно быть выше, чем в террагенном, но вопрос этот требует дальнейшего изучения.

Различается в двух этих типах ОБ и состав аренов. В террагенном, арконовом ОБ большую роль играют би- и трициклические УВ, а также полиядерные арены. Этот тип ОБ, как правило, богаче и асфальтенами. В аквагенном ОБ преобладают арены с одним, реже двумя бензольными кольцами и замещениями в виде длинных алифатических цепей. На составе битумоидов отчетливо сказывается и диагенез. В аквагенном ОБ, захоронявшемся в морских водоемах с восстановительным режимом в осадках, в составе битумоидов больше серы. Порфирины, как уже отмечалось, в сколько-нибудь значительной концентрации фиксируются лишь в ОБ, захоронявшемся в резко восстановительных условиях. Ими обогащены битумоиды пород типа доманика Русской плиты и баженовской свиты Западной Сибири. Важнейшие из этих черт битумоидов материнских пород наследуются и дочерними нефтями, что позволяет использовать исследования на молекулярном и атомном уровне для диагностики нефтематеринских пород.

Выше было отмечено, что процессы термokatализа и мягкого термoлиза, обуславливающие превращение ОБ и его битуминозных компонентов в катагенезе, а также, естественно, и нефтей в залежах, должны вести к снижению в таких системах уровня свободной энергии, к формированию системы термодинамически равновесной. Однако в реальных природных условиях УВ битумоидов и нефтей, несмотря на достаточно жесткий во многих случаях термический режим недр и длительное время катагенетического превращения, сохраняют многие реликтовые черты, унаследованные от исходного живого вещества, в частности термодинамически неравновесный характер системы. Долгое время было не ясно, какие факторы тормозят химические превращения, которые должны были бы привести состав битумоидов и нефтей к равновесию. Исследования последних лет, выполненные главным образом в Институте химии нефти СО АН СССР Ю. Г. Кряжевым, А. А. Сидоренко и др., показали, что в качестве ингибиторов (веществ, тормозящих превращения битумоидов и нефтей в зоне катагенеза) выступают асфальто-смолистые компоненты нефти как гетероатомные полисопряженные соединения. Ингибирующая активность асфальто-смолистых компонентов битумоидов и нефтей раз-

В. П. Строганова, в позднем мезокатагенезе и апокатагенезе — в работах В. А. Соколова, С. Г. Неручева, Б. Тиссо, Р. Пеле.

Между интенсивностью генерации УВ на разных стадиях катагенеза и размещением залежей нефти и газа в разрезах нефтегазоносных бассейнов имеется однозначная и весьма четкая связь (см. рис. 9.6). Как видно, в полном соответствии с интенсивностью нефте- и газообразования по статистическим данным выделяются главная зона нефтенакопления, отвечающая начальному мезокатагенезу, и две зоны интенсивного газонакопления. Первая соответствует нижней части зоны протокатагенеза, и началу раннего мезокатагенеза, вторая — нижней части зоны раннего мезокатагенеза и среднему мезокатагенезу. Есть основания считать, что действительный максимум интенсивного газообразования этой зоны находится глубже, в конце зоны среднего и начале зоны глубинного мезокатагенеза. Еще более четко выделяются две зоны преимущественного газонакопления в графе распределения ресурсов нефти и газа в процентах от суммы УВ. Увеличение доли ресурсов нефти на глубинах менее 500—600 м связано с неблагоприятными условиями для сохранения газа в этой части разрезов нефтегазоносных бассейнов.

§ 5. Первичная миграция нефти и газа

Формы и механизм первичной миграции рассмотрены в § 2.

Теоретически анализ возможных форм первичной миграции битуменов может быть выполнен следующим образом [10, 29]. Рассчитывают количество генерируемых на разных этапах катагенеза при погружении осадочной толщи углеводородных газов и вод, отжимаемых из глин при погружении. Методика оценки количества образующихся газов разработана В. А. Успенским, А. Э. Конторовичем, С. Г. Неручевым, Е. А. Рогозиной, методика оценки массы отжимаемых вод предложена И. И. Нестеровым и др. Зная соотношение количеств эмигрирующих из глин вод и углеводородных газов и растворимость последних в воде, можно определить, какое количество газов выделится в свободную фазу. Расчеты показали, что для террагенного ОВ газовый фактор отжимаемых вод возрастает в конце протокатагенеза и в самом начале мезокатагенеза и резко падает в конце раннего мезокатагенеза. Значения газового фактора весьма высокие. Так, в начале раннего мезокатагенеза газовый фактор составляет ($\text{м}^3/\text{м}^3$): 5—6; 10—12; 14—18; 20—24 и 25—30 при содержании в породах $S_{\text{орг}}$ соответственно 1, 2, 3, 4 и 5 %. В конце раннего мезокатагенеза газовый фактор отжимаемых вод не превышает 5—6 $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Для аквагенного ОВ кривые газонасыщенности отжимаемых вод имеют иной характер: минимум отмечается на подэтапе МК_1^1 (стадия Д) при значительном возрастании в протокатагенезе и на подэтапе МК_4^2 (стадия Г). Отношение газ/вода для планктоногенного ОВ также высокое. Так, на подэтапе МК_1^2 катагенеза оно равно 20—25; 16—18; 12—14; 8—9 и 4—5 при содержании $S_{\text{орг}}$ в породах соответственно 5, 4, 3, 2 и 1 %. Кривые изменения соотношения углекислый газ/вода подобны рассмотренным. Только газовый фактор по углекислому газу в них значительно выше, особенно для террагенного ОВ.

Обсуждаемые расчеты сделаны на основе предположения, что геотермический градиент равен $4^{\circ}\text{C}/100$ м. В районах, где геотермический градиент ниже, ОВ при погружении осадочной толщи будет преобразовываться медленнее, а отжатие седиментационных вод из аргиллитов будет происходить с той же интенсивностью. Как следствие, газонасыщенность вод, по крайней мере на глубинах до 2—3 км, будет меньше, и роль водных растворов в первичной миграции газов возрастает. На глубине свыше 4—5 км отношение газ/вода вновь очень сильно возрастает, достигая $20\text{--}30$ м³/м³ и выше.

Сравнение приведенных данных с растворимостью газообразных УВ в водах показывает, что в терригенных толщах на глубинах до 4—5 км образующиеся углеводородные газы могут выделяться в свободную фазу лишь при содержании $S_{орг}$ в породах более 1—1,5 %. Поскольку кларк $S_{орг}$ в стратифере 0,7, то в мезокатагенезе в основной массе осадочных толщ миграция битумоидов в газовой фазе осуществляться не может. Лишь в толщах, уникально обогащенных ОВ, таких, как доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна, тоарские глины Парижского бассейна, баженовская свита Западно-Сибирской плиты, первичная миграция нефти в газовой фазе в главной зоне нефтеобразования должна играть значительную роль.

Хорошо известно, что в растворенном состоянии в подземных водах фиксируются в значительных количествах алканы $C_1\text{--}C_5$. Исследованиями многих ученых установлено широкое распространение в подземных водах зоны катагенеза низкокипящих аренов (бензол, толуол, ксилолы), фенолов, солей карбоновых кислот. Некоторыми исследователями на примере изучения ряда бассейнов установлено наличие в водах высококипящих битумоидов (аквабитумоидов) [3, 29]. Средняя их концентрация в водах Западно-Сибирского бассейна 8—10 мг/л. В составе аквабитумоидов зафиксированы насыщенные УВ (15—20 %), арены (18—20 %), смолы (30—45 %) и асфальтены (20—30 %). Обращает на себя внимание, что по сравнению с основной массой нефтей этого бассейна аквабитумоиды беднее *n*-алканами, содержат больше аренов и особенно смол и асфальтенов.

Оценка показывает, что в настоящий геологический момент в водах нефтегазоносных горизонтов Западной Сибири содержится без учета ареалов рассеивания нефтей и газов из залежей 20—25 млрд. т нефтяных УВ, асфальтенов и смол. В этих же водах содержится около 310 млрд. т метана и около 11 млрд. т УВ $C_2\text{--}C_5$. Общая масса жидких и газообразных УВ и гетероциклических соединений, свойственных нефтям, в водах составляет 340—350 млрд. т.

Анализ приведенных данных позволяет сделать следующие выводы.

1. В водах Западно-Сибирского бассейна в настоящий момент содержится огромная масса как жидких, так и особенно газообразных УВ. Согласно оценке в недрах Западной Сибири газа содержится в залежах много меньше, чем растворено в водах.

2. Отмечается резкое преобладание в водах массы растворенных углеводородных газов над массой жидких УВ. По массе они соотносятся

как 12,5:1 или, другими словами, на 1 т содержащихся в воде жидких УВ приходится более 17 тыс. м³ растворенных газов.

3. В водах по сравнению с породами содержится ничтожное количество битумоидов. В настоящий момент в водах Западно-Сибирского бассейна содержится не более 0,75 % массы битумоидов в породах. Для УВ бензиновых и керосиновых фракций и углеводородных газов картина, видимо, обратная. Так как большая часть низкокипящих жидких УВ и углеводородных газов из-за их большей миграционной способности сразу же покидает материнские породы, то остаточная их масса в породах сравнительно невелика.

Изложенные сведения по геохимии УВ позволяют обсудить ряд чрезвычайно важных для теории образования нефти и газа проблем. Как известно, проблема первичной миграции нефти была одним из предлагавшихся сторонниками абиогенного синтеза нефти критериев проверки истинности органической теории ее образования. Отчетливо сознавали важность объяснения механизма первичной миграции в рамках органической теории и ее создатели. Ведущие исследователи, разрабатывающие представления об абиогенном синтезе нефти (Н. А. Кудрявцев, В. Б. Порфирьев), вообще считают эмиграцию битумоидов из нефтематеринских пород невозможной.

Выполненные на природных объектах экспериментальные исследования полностью снимают эти возражения. Они показывают, что вместе с водами может мигрировать весь комплекс высокомолекулярных соединений, свойственных нефти: УВ, смолы, асфальтены, причем общая масса мигрирующих жидких УВ в Западно-Сибирском бассейне только в один фиксируемый нами ныне миг геологической истории огромна — 20—25 млрд. т. Если учесть значительное число циклов элизионного водообмена, которые имели место в этом бассейне, то станет очевидным, что даже при значительном рассеивании этих УВ они могли обеспечить ресурсы нефти и газа в бассейне. Выполненные исследования, подтверждая огромную роль миграции нефти вместе с подземными водами, не дают, однако, ответа на вопрос, в какой форме осуществляется эта миграция. Результаты работ В. С. Вышемирского и А. А. Трофимука (1981 г.) дают основание считать, что миграция УВ скорее всего осуществляется в форме взвеси и суспензии.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Багринцева К. И.* Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. М., Недра, 1977.
2. *Бакиров А. А.* Геологические принципы районирования нефтегазоносных территорий. — В кн.: Принципы нефтегеологического районирования в связи с прогнозированием нефтегазоносности недр. М., 1976, с. 16—52.
3. *Барс Е. А., Коган С. С.* Методическое руководство по исследованию органических веществ подземных вод нефтегазоносных областей. М., Недра, 1979.
4. *Бека К., Высоцкий И.* Геология нефти и газа. М., Недра, 1976.
5. *Бро Е. Г.* Влияние катагенеза на физические свойства терригенных пород и минерализацию подземных вод. Л., Недра, 1980.
6. *Брод И. О.* Основы учения о нефтегазоносных бассейнах. М., Недра, 1964.
7. *Варгафтик Н. Б.* Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. М., Недра, 1972.
8. *Высоцкий И. В.* Геология природного газа. М., Недра, 1979.
9. *Высоцкий И. В., Оленин В. Б., Высоцкий В. И.* Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран. М., Недра, 1981.
10. *Внешемирский В. С., Конторович А. Э., Трофимук А. А.* Миграция рассеянных битумоидов. Новосибирск, Наука, 1971.
11. *Газовые и газоконденсатные месторождения.* Справочник. Под ред. В. Г. Васильева, И. П. Жабрева. М., Недра, 1975.
12. *Галимов Э. М.* Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. М., Недра, 1973.
13. *Гаттенбергер Ю. П., Дьяконов В. П.* Гидрогеологические методы исследований при разведке и разработке нефтяных месторождений. М., Недра, 1979.
14. *Геология гигантских месторождений нефти и газа/М. Хэлбути, Р. Кинг, Г. Клемме и др.* Пер. с англ. под ред. С. П. Максимова. М., Мир, 1973.
15. *Геология нефти и газа Западной Сибири/А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов и др.* М., Недра, 1975.
16. *Гисматуллин Р. М., Валеев Р. Н., Штейнгольц В. Л.* Основные типы битумных месторождений. М., Наука, 1979.
17. *Голубев И. Ф., Гнездилов И. Е.* Вязкость газовых смесей. М., Изд-во стандартов, 1971.
18. *Гольдберг И. С., Юдин Г. Т.* Вопросы классификации, образования и размещения скоплений битумов. М., Наука, 1979.
19. *Готтих Р. П.* Радиоактивные элементы в нефтегазописковой геологии. М., Недра, 1980.
20. *Грязевой вулканизм Советского Союза и его связь с нефтегазоносностью/А. А. Якубов, Б. В. Григорьян, Ад. А. Алиев и др.* — Баку, ЭЛМ, 1980.
21. *Губкин И. В.* Учение о нефти. 3-е изд. М., Наука, 1975.
22. *Гуревич А. Е.* Практическое руководство по изучению движения подземных вод при поисках полезных ископаемых. Л., Недра, 1980.
23. *Дахнов В. Н.* Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. М., Недра, 1975.
24. *Еременко Н. А.* Геология нефти и газа. 2-е изд. М., Недра, 1968.
25. *Иванов А. М.* Комплексное изучение карбонатных пород как коллекторов нефти и газа. М., Недра, 1976.

26. Калинин Н. А., Кузнецов Ю. Я., Моделевский М. Ш. Ресурсы нефти и газа капиталистических и развивающихся стран. — Труды НИЛЗарубежгеологии, 1977, вып. 34.
27. Карцев А. А. Основы геохимии нефти и газа. М., Недра, 1978.
28. Клубова Т. Т. Особенности миграции нефти через глинисто-карбонатные породы. — В кн.: Породы-коллекторы и миграция нефти. М., 1980, с. 92—97.
29. Конторович А. Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М., Недра, 1976.
30. Крайнов С. Г., Швец В. М. Основы геохимии подземных вод. М., Недра, 1980.
31. Макагон Ю. Ф. Гидраты природных газов. М., Недра, 1974.
32. Максимов С. П., Кунин Н. Я., Сардонников Н. М. Цикличность геологических процессов и проблема нефтегазоносности. М., Недра, 1977.
33. Медведева А. М. Палинологическое изучение нефти. М., Наука, 1978.
34. Метан/Ф. А. Алексеев, Г. И. Войтов, В. С. Лебедев, З. Н. Несмелова. — М., Недра, 1978.
35. Минский Н. А. Закономерности формирования поясов оптимальных коллекторов. М., Недра, 1979.
36. Мирзаджанзаде А. Х., Степанова Г. С. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. М., Недра, 1977.
37. Намиот А. Ю. Фазовые равновесия в добыче нефти. М., Недра, 1976.
38. Нефтегазоносность и угленосность Тихоокеанского подвижного пояса и Тихого океана/Н. А. Еременко, Л. И. Красный, В. В. Федынский и др. М., Изд. НИЛЗарубежгеологии, 1978.
39. Оленин В. Б. Нефтегеологическое районирование по генетическому принципу. М., Недра, 1977.
40. Павлова Н. Н. Деформационные и коллекторские свойства горных пород. М., Недра, 1975.
41. Палеогеотермические критерии размещения нефтяных залежей/И. И. Аммосов, В. И. Горшков, Н. П. Гречишников, Г. С. Калмыков. — М., Недра, 1977.
42. Панкина Р. Г. Геохимия изотопов серы нефтей и органического вещества. М., Недра, 1978.
43. Петров Ал. А. Химия алканов. М., Наука, 1974.
44. Петров Ал. А. Химия нафтен. М., Наука, 1971.
45. Прогноз месторождений нефти и газа/А. Э. Конторович, Э. Э. Фотиади, В. И. Демин и др. М., Недра, 1981.
46. Прозорович Г. Э. Покрышки залежей нефти и газа. М., Недра, 1972.
47. Прошляков Б. К. Вторичные изменения пород-коллекторов нефти и газа. М., Недра, 1974.
48. Раабен В. Ф. Размещение нефти и газа в регионах мира. М., Наука, 1978.
49. Романкевич Е. А. Геохимия органического вещества в океане. М., Наука, 1977.
50. Смахов Е. М. Теоретические и методические основы поисков трещинных коллекторов нефти и газа. М., Недра, 1974.
51. Смирнов Я. Б. Земной тепловой поток и проблемы энергетики геосинклинали. — В кн.: Энергетика геологических процессов. М., 1972.
52. Соколов Б. А. Эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов. М., Наука, 1980.
53. Соколов В. А., Бестужев М. А., Тихомолова Т. В. Химический состав нефти и газа в связи с их происхождением. М., Недра, 1972.
54. Справочник по эксплуатации нефтяных месторождений, т. 9. М., Недра, 1965.
55. Стабильные изотопы в геохимии нефтей/Н. А. Еременко, Р. Г. Панкина, Т. А. Ботнева. М., Недра, 1974.

56. Термодинамические свойства метана/В. В. Сычев, А. А. Вассерман, В. А. Загорученко и др. М., Изд-во стандартов, 1979.
57. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. М., Мир, 1981.
58. Успенский В. А. Введение в геохимию нефти. Л., Недра, 1970.
59. Фергль У. Х. Аномальные пластовые давления. М., Недра, 1980.
60. Цикличность процессов нефтегазообразования, нефтегазоносные провинции, бассейны и области/С. П. Максимов, Н. А. Еременко, Т. А. Ботнева и др.—Геология нефти и газа, 1976, № 2, с. 30—43.
61. Чекалок Э. Б., Филяс Ю. И. Водонефтяные растворы. Киев, Наукова думка, 1977.
62. Bally A. W. A geodynamic scenario for hydrocarbon occurrences.—In: 9th World Petroleum Congress, Tokyo, 1975, p. 33—44.
63. Collins A. G. Geochemistry of oil-field waters.—Elsevier, 1975, Amst., N. G.
64. Downer L., Gardiner K. E. The compressibility of crude oils.—J. inst. petrol., 1972, vol. 58, N 559, p. 1—3.
65. Engineering data book. Natural gas processors suppliers association (NGPSA). Tulsa, Oklahoma, 1972.
66. Jackson T. A., Fritz P., Drimmie R. Stable carbon isotope ratios and chemical properties of kerogen and extractable organic matter in pre-phanerozoic and phanerozoic sediments. Their interrelations and possible paleobiological significance.—Chem. geol., 1978, vol. 21, N 3—4, p. 335—350.
67. Kerogen. Ed. by B. Durand. Editions Technip, Paris, 1980.
68. Klemme H. D. The geology of future petroleum resources. Rev. de l'Inst. Franc. du Petrole., 1980, vol. 35, N 2, p. 337—349.
69. Masters J. A. Deep Basin Gas Trap. Western, Canada. Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., vol. 63, N 2, 1979.
70. Nizzenbaum A. Carbon and hydrogen isotope studies in marine and terrestrial humic substances. Advances in organic geochemistry, 1973. Paris, 1974, p. 39—52.
71. Oil and gas production handbook. Ed. by Kastrop. Dallas, Texas, 1975.
72. Rudines R., Magyar G. Zakryte vulkaniche struktury na vychodnomi slovensku vo Svetle Ropneho pries Kumu.—Geol. pruzk., 1980, sv. 22, N 7, p. 193—195.
73. Sassen R. Biodegradation of crude oil and mineral deposition in a Shallow Gulf Coast Salt Dome.—Organic geochemistry, vol. 2, N 3/4, 1980, p. 153—166.
74. Technical data book. Petroleum refining. Am. Petrol. Inst., N.-Y., 1966.
75. Teichmuller M., Wolf M. Application of fluorescence microscopy in coal petrology and oil exploration.—J. of microscopy, 1977, N 1, p. 49—73.
76. Thompson T. L. Plate tectonics and oil and gas exploration of continental margins.—Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 1976, vol. 60, N 9, p. 1463—1501.

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

А

- Адсорбционная хроматография 37
- Азот
 - биогенный 370
 - в водах 100, 370
 - в газовых залежах 60
 - воздушный 370
 - содержание в нефтях 42
- Азотистые соединения в нефтях 42
- Аквабитумонды 332, 351
- Аккумуляция нефти и газа 429, 430
 - первичная 432
- Алканы 120
- Ангидрид 42, 45
- Аномалия
 - газохимическая 370
 - гидрохимическая 328, 364, 371
 - переточная 364
 - экранная 365
- Аргона концентрация в свободных газах 61
- Ареал
 - региональной нефтегазоносности литолого-стратиграфического комплекса 237
 - зоны нефтегазоаккумуляции 237
 - нефтегазопроявлений 237
 - промышленной нефтегазоносности 237
- Арены 120, 133
- Ассоциация нефтегазоносных провинций 261
- Асфальтеновая кислота 45
- Асфальтены 44
- Асфальтит 300

Б

- Бародиффузия 404
- Бароконвекция 817
- Барьер гидравлический 311, 312
- Бассейн
 - артезианский 310
 - нефтегазоносный 239, 242, 248, 254
 - водонапорный 245
 - морского дна 264
 - осадочный (осадочно-породный) 239, 245, 246
 - атаксистадиный 303
 - комбистадиный 303
 - нефтегазоносный 246
 - таксистадиный 303
 - седиментационный 245
- Бассейнов нефтегазоносных пояс 261
- Бензокарбазол 42
- Битумоид А 69
- Битумоид С 75
- Битумоид катагенетический 75
- Битумонды
 - водорастворенные 332
 - в осадках 69
 - в осадочных породах 68
 - групповой состав 72
 - диагенез 73
 - закономерности распределения в почвах и осадках 76
 - происхождение 73
 - седиментогенез 73
 - элементный состав 69
- Битумонакопления пояс 260

В

- Ванадий 44

- Вектор фильтрационной силы 323
 - Витринит 295
 - Вода
 - верхняя 373
 - движение межпластовое 327
 - жесткость 336
 - инфильтрогенная 311
 - ионное произведение 336
 - капиллярная 328
 - конденсационная 342, 343
 - конституционная 328
 - кристаллизационная 328
 - метаморфизация 342
 - метеогенная 355
 - минерализация 121, 334, 335
 - ионно-массовая форма 335
 - ионно-эквивалентная форма 335
 - нижняя (краевая) 373
 - пластовая 372
 - поверхностное натяжение 330
 - погребенная 372
 - подошвенная 207, 373
 - промежуточная 373
 - разгрузка скрытая 311
 - растворитель 330
 - рыхлосвязанная 328
 - свободная 328
 - гравитационная 328
 - связанная 207, 328
 - сжимаемость 332
 - седиментогенная (элизонная) 311
 - смешения 371
 - сорбционнозамкнутая 328
 - стыковая 328
 - тектоническая 372
 - цеолитная 328
 - Водная фаза 122
 - Водонапорный комплекс 311
 - Водонефтяной контакт 324
 - поверхность 324
 - Водообмена интенсивность 359
 - Водородный показатель pH 337
 - Время формирования залежей нефти и газа 414—423
 - Вязкость газов 62, 101
- ## Г
- Газы
 - биохимического происхождения 58
 - в порых горных пород 58
 - водорастворенные 336, 346
 - упругость 365
 - воздушного происхождения 58
 - вязкость 62, 101
 - гидраты 63
 - жирные 214
 - отбор проб 31
 - пластовые, состав 31, 66
 - попутные 66, 68
 - природные 55, 98
 - нефтяные, компоненты 68
 - растворимость 104
 - свободные 58
 - сероводородсодержащие 60
 - сухие 214
 - углекислые 100
 - Газовая шапка 206
 - Газоводяной контакт 324
 - Газовые испарения 58
 - струи 88
 - Газовый фактор 122
 - Газожидкостная хроматография 35
 - Газоконденсатная система 132

Газоконденсатный фактор 64, 65
Газонасыщенность 100, 207
Газонефтяная система 122
Газонефтяной контакт 324
Гелий 61
Гелиотермозона 271
Геометрия порового пространства 143
Геотемпературное поле 271
Геотермозона 271
Гетеросоединения в нефтях, распределение 41
Гетероциклические фурановые производные 42
Гидравлическая характеристика пород 146
Гидратация положительная и отрицательная 330
Гидридан 54
Гидрогеологическая раскрытость 310
— цикличность 355
Гидрогеологические показатели для прогноза нефтегазонасыщенности 366
Гидрогеологические этажи 310
Гидрогеологический разрез типовой 373
Гидродинамическая обстановка 312
Гидрохимический разрез прямой 343
Гипотеза абиогенного синтеза нефти 451
Глинистые породы, уплотнение 189, 190
Горизонт базисный продуктивный 231
Градиент
— геотермический 426
— начальный 267
— палеогеотермический 308
Грифон 20
Группа нефтегазоносных бассейнов 261
— провинций 261
Грязевая сопка 19

Д

Давление
— аномальное 222, 315
— избыточное залежи 208, 313, 316, 427
— конденсации 140
— насыщения 104, 122, 365
— пластовое 141, 208, 312
— аномально высокое 315, 320
— аномально низкое 315
— приведенное 99, 322
— «прорыва» 425
— псевдоаномальное 316
— псевдокритическое 99
— схождения 128
— условное гидростатическое 315
Дегазирование шестичленных углеводородов 38
Дейтерий
— содержание в метане 90
— в нефти 89
— в углях 89
— определение фотонейтронным методом 80
2,6-Диметилалканы 50
Дифенила гомологи 451
Дифференциация нефтей
— внутри залежей 376, 385
— гравитационная 377
Диффузия 401
— кнудсеновская 403
— конвективная 404
— поверхностная 406

З

Закон Дарси 405
Залежи
— газовые 216
— газоконденсатногазовые 216
— газоконденсатнонефтяные 216
— газоконденсатные 216
— газонефтяные 216
— гидравлически экранированные 222

— конденсатные 216
— литологически ограниченные 225
— массивные 225
— нефтегазовые 216
— нефтегазоконденсатные 216
— нефти и газа 205, 214
— время формирования 414—423
— потенциальная энергия 427
— промышленные 206
— энергия 209
— переходного состояния 216
— пластовые сводовые 206
— разрушение 311
— углеводородов 216
Запасы
— балансовые 209
— забалансовые 209
— извлекаемые 209
— нефти и газа 209
— плотность 231
Зеркало грунтовых вод 321
Зона
— аконсервационная 246
— нефтегазонакопления 234, 238, 266, 310
Зональность
— гидрохимическая вертикальная 232, 323
— горизонтальная 343
— региональная гидрогазохимическая 327
Зоны вертикальные
— в месторождениях 233
— нефтегазообразования 310
— палеотемператур 303

И

Изореспленд 308
Изотермы растворимости 132
Изотопный состав
— азота 78, 91
— водорода 78, 334
— изменение 97
— серы 78
— сероводорода свободных и растворенных в нефтях газов 95
— нефтей 94
— углерода 78, 82
— газов 86
— нефтей 84
Изотопы
— водорода 334
— кислорода 334
— стабильные биогенных элементов 79
— в геохимии нефти 95
Инверсия разреза 311
Индол 42

К

Карбазол 42
Карбоныды 44
Карбены 44
Катагенеза стадия 74
Катионный обмен 344, 345
Кетон 42
Кислород в воде 334
Кислородные органические соединения
Классификация вод 337
— генетическая В. А. Сулина 338
— ловушек нефти и газа 225
— месторождений углеводородов 232
— нефтей 45
— подземных вод промысловая 372
Кнудсена число (критерий) 403
Коллектор 218
Конденсат 64, 140, 214
— групповой состав 65
— с высоким содержанием ароматических углеводородов 65
— фракционный состав 64, 65

Конденсатность 64
 Конденсация жидких углеводородов 141
 Константа фазового равновесия 127
 Коусы обводнения 207, 373
 Коэффициент
 — аномальности давления 315
 — аргон-азотный 371
 — битумоидный 69, 351
 — диффузии 401
 — объемного расширения 111
 — расширения воды пластовый объемный 333
 — пористости 142
 — — приведенной 142
 — — эффективной 143
 — растворимости 104
 — светопоглощения (оптическая плотность)
 — сжимаемости газов 98, 99, 101
 — термического расширения 113
 — усадки 113
 Критерии нефтешосковые гидрохимические 343
 Критическая точка 107
 Критические параметры 117
 Ксилолы 54

Л

Ловушки нефти и газа 218, 221, 226

М

Мальтены 44
 Масс-спектрометрическое определение изотопов 81
 Месторождения
 — нефти и газа 227, 230
 — углеводородов 232
 Метан 55
 Метод «п-д-М» 35
 Методы расчета фазового состояния 127
 Миграционная система 392
 Миграция
 — активная 391
 — — вертикальная 391
 — вторичная 390, 405
 — латеральная (боковая) 391
 — локальная 391
 — механизм 394
 — пассивная 391
 — первичная 391
 — струйная 391
 — факторы 393
 Микрокомпоненты 349
 — ископаемых углей 296
 Микронепть 72, 73
 Микроэлементы в водах 335
 Минеральные новообразования в породах 386, 387
 Мицелла 334
 Моделирование палеогидродинамическое 358
 Молекулярная масса 101
 Монтмориллонит 328

Н

Наклон водонефтяного или газоводяного контактов 324
 Напор приведенный 332
 Нафталина гомологи 451
 Нафтиды твердые 300
 Несогласие палеотермическое 302
 Нефтегазоаккумуляция
 — площадь 260, 262
 — полюс 262
 — пояс 260, 261
 — территория 261, 260
 — узлы 260, 262
 Нефтегазоносная область 239, 245, 249
 — провинция 239, 242, 248, 250, 251, 261

— субпровинция 239
 — формация 247
 Нефтегазоносные элементы земной коры крупнейшие 260
 Нефтегазоносный комплекс 142
 — подбассейн 239
 — пояс 261
 — район 239, 245
 Нефтегазообразования цикличность 258
 Нефтегеологическое районирование 263
 — элементы 239
 Нефтематерийский потенциал 247
 Нефтенасыщенность 207
 Нефтеносность
 — гидрохимические показатели 350
 — палеогидрогеологические показатели 372
 Нефти
 — возраст 380
 — онтогенез 258
 — степень преобразования 51
 — структурно-групповой состав 35
 — тепловое расширение 110
 Нефть 41, 104
 — пластовая 122
 Никель 44

О

Органическая теория образования нефти и газа 451
 Органическое вещество
 — восстановленность 351
 — морских фаций 82
 — континентальных фаций 82
 — подземных вод 335
 Окисление углеводородов 385
 Ореол
 — диффузионного рассеяния углеводородов 325
 — рассеяния гидрохимический 335
 Ортобассейн 257
 Осернение 385
 Осмотические явления 319

П

Палеогеотермия 294
 Палеогидрогеологические реконструкции 355
 Палеогидродинамическое моделирование 358
 Палеогидроизоэпезы 358
 Палеогидрохимические реконструкции 361
 Палеонапор 358
 Палеопьезомаксимум и палеопьезомиимум 357
 Палеотемпература 295
 Парабассейн 257
 Пентаметилалканы 50
 Пиррол 42
 Плотность
 — нефтей и газов 38, 101
 — природного газа относительная 61
 Подземные воды
 — вертикальное движение 327
 — возраст 363
 — интенсивность разгрузки 360
 — происхождение 342
 — радиоактивность 333
 — растворяющая способность 330
 — химические типы 338
 — — природные обстановки существования 344
 — физические свойства 330
 Пористость 142
 Породы
 — структура 143
 — текстура 143

Потенциал жидкости 321
— нефти (газа) 424
Принцип соответственных состояний 99
Пропан 55
Протокатагенез 74
Пьезометрическая поверхность 321

Р

Раствор молекулярный (истинный) 395
— коллоидный 397
Растворимость
— изотермы 132
— взаимная нефти и воды 122
— газообразных углеводородов в нефти 66
— коллоидная 121
— углеводородов в воде 330
Режим
— гидродинамический 310
— естественный 215
— инфильтрационный 310
— пласта 215
— реинфильтрационный 311
— элизионный 311
Резервуар
— литологически ограниченный со всех сторон 220
— массивный природный 219
— пластовый природный 219
— природный 218
— емкость 220
Рений 44
Ресурсы экономически рентабельные 212
Ртуть в газе 61
Ряды и системы нефтегазоносных элементов земной коры 262

С

Сольза 20
Свинец 44
Сера в нефтях 41
Синбитумоиды 68
Скопления нефти и газа 265
— переформирование 446
— схема формирования 429
Смешение вод 345
Смолисто-асфальтеновые вещества 44
Смоли 45
Степень насыщенности вод сульфат-ионами 349
Структура жидкой воды 329
Структура ударная 234
Суббассейн 239, 245
Субкларки компонентов органического вещества для осадочных пород 70
Сульфат-редукция 342, 348

Т

Температура пород 267
— приведенная 99
— псевдокритическая 99

Тепловое поле 278
Тепловой поток 277
Теплопроводность пород 268
Теплота сгорания горючих материалов 62
Термические и термокаталитические процессы 385
Термодиффузия 403
Тетраметилалканы 50
Тетраметилбензол 54
Техногенные геохимические процессы 376
Точка росы 128
транс-Декалин 54
Трансляция седиментационная 145
Триметилалканы 50
Триметилбензол 54

У

Углеводороды
— ароматические 34, 54
— вязкость 39
— газообразные, свойства 98
— изопреноидные (изопреновые) алифатические 50
— метановые нормальные 35
— нафтеновые 35
— преобразование 48
— устойчивость термодинамическая, относительная 48
Углерод органический 68
Уравнения эмпирические аналитические 132
Условия начальные гидрогеологические 374

Ф

Фазовая диаграмма 107, 123
Фазовое поведение газоконденсатных систем 139
Фенолы 42, 336
Фильтрация 320
Фракционирование углеводородов 38

Ц

Цикланы 120, 133
Циклогексилфенил 55
Циклопентановые и циклогексановые углеводороды в нефтях 48
цис-Пенталан 154

Э

Эквипотенциальные поверхности нефти и газа 424
Экран для залежей нефти и газа 423
Электропроводность 333
Эпибитумоиды 68
Эталон РДВ 79
Этан 55
Этилбензол в нефтях 54
Эффект лобовой 326
— тыловой 326

ОГЛАВЛЕНИЕ

Глава 1. Распространение нефти, газа и битумов в земной коре . . .	3
§ 1. Развитие добычи нефти и газа в мире. <i>М. В. Фейгин</i>	3
§ 2. Нефтяные и газовые ресурсы мира. <i>М. В. Фейгин</i>	10
§ 3. География крупных месторождений нефти и газа. <i>М. В. Фейгин</i>	15
§ 4. Естественные нефтегазопроявления <i>Л. А. Разживина</i>	17
§ 5. Битумы: распространение, генезис, классификация. <i>Л. А. Разживина</i>	21
Глава 2. Общие сведения о свойствах нефти, газа, конденсата и рассеянных битумов	31
§ 1. Условия отбора проб нефти и газа и методы их анализа. <i>В. С. Солодков</i>	31
§ 2. Нефти. <i>В. С. Солодков</i>	35
Строение и свойства нефтей	35
Классификация нефтей	45
Закономерности изменения состава нефтей	48
§ 3. Природные газы. <i>В. С. Солодков</i>	55
Классификация и состав газов	55
Физические свойства газов	61
§ 4. Газоконденсаты. <i>В. С. Солодков</i>	64
§ 5. Попутные газы. <i>В. С. Солодков</i>	66
§ 6. Дисперсные битумонды в осадочных породах. <i>Н. Б. Вассоевич</i>	68
Способы выделения битумондов разного типа, их состав, классификация	68
Происхождение битумондов	73
Закономерности распределения битумондов в почвах и седиментах (современных и ископаемых осадках) и их связь с типом органического вещества	76
§ 7. Изотопный состав углерода, водорода, азота и серы в нефтях, газах и органическом веществе пород. <i>Т. А. Ботнева, Н. А. Еременко, Р. Г. Панкина</i>	78
Методы определения изотопного состава углерода, водорода, серы и азота	79
Изотопный состав углерода	81
Изотопный состав водорода	89
Изотопный состав азота	91
Изотопный состав серы	92
Стабильные изотопы в геохимии нефти	95
Глава 3. Физические и термодинамические свойства жидких и газообразных углеводородов в пластовых условиях. <i>Т. П. Жузе, А. В. Сушили</i>	98
§ 1. Газы	98
Коэффициент сжимаемости реальных газов	98
Вязкость газов	101
Растворимость газов в нефтях	104
Растворимость воды в сжатых природных газах	105
§ 2. Нефти	110
Изменение физических свойств нефтей в пластовых условиях	110
Критические параметры нефтей (без газовых компонентов)	117
Растворимость индивидуальных углеводородов и нефтей в воде	120

§ 3. Газонефтяные системы	122
Фазовые диаграммы и закономерности фазовых превращений	123
Критические параметры газонефтяных систем	124
Методы расчета фазового состояния и состава фаз газонефтяных (газоконденсатных) систем	127
§ 4. Газоконденсатные системы	132
Растворимость жидких углеводородов в сжатых газах	132
Плотность, сжимаемость, вязкость газоконденсатных систем	136
Закономерности фазового поведения газоконденсатных систем в пластовых условиях	139
Глава 4. Нефтегазоносные толщи	142
§ 1. Породы-коллекторы нефти и газа. <i>Т. Т. Клубова</i>	142
Характеристика пород-коллекторов. <i>Т. Т. Клубова</i>	142
Терригенные коллекторы. <i>Т. Т. Клубова</i>	145
Карбонатные коллекторы. <i>С. В. Клубов</i>	157
Вулканогенные и вулканогенно-осадочные коллекторы <i>С. В. Клубов</i>	167
Глинистые коллекторы. <i>Т. Т. Клубова</i>	174
§ 2. Породы-покрышки залежей нефти и газа. <i>Т. Т. Клубова</i>	181
Глинистые породы-покрышки	182
Карбонатные породы-покрышки	199
Гидрохимические породы-покрышки	202
Глава 5. Скопления нефти и газа и заключающие их элементы земной коры	205
§ 1. Залежи нефти и газа. <i>Н. А. Еременко</i>	205
Форма и параметры залежи	206
Температура и давление в залежах	208
Запасы нефти и газа и их классификация	209
§ 2. Классификация залежей нефти и газа. <i>Н. А. Еременко</i>	214
§ 3. Природные резервуары и их классификация. <i>Н. А. Еременко</i>	218
§ 4. Ловушки нефти и газа и их классификация. <i>Н. А. Еременко</i>	221
§ 5. Месторождения нефти и газа и их классификация. <i>Н. А. Еременко</i>	227
§ 6. Зоны нефтегазонакопления, их ареалы и классификация. <i>В. Б. Оленин</i>	234
§ 7. Нефтегазоносные провинции, бассейны и наиболее крупные элементы районирования, входящие в их состав. <i>В. Б. Оленин</i>	239
§ 8. Классификации нефтегазоносных провинций, бассейнов и областей. <i>В. Б. Оленин</i>	249
§ 9. Крупнейшие нефтегазоносные элементы земной коры. <i>В. Б. Оленин</i>	260
§ 10. Нефтегазоносные бассейны морского дна. <i>Л. И. Лебедев</i>	264
Глава 6. Геотермия и палеогеотермия нефтегазоносных бассейнов	267
§ 1. Геотермия. <i>С. И. Сергиенко</i>	267
§ 2. Тепловое поле нефтегазоносных провинций СССР. <i>С. И. Сергиенко</i>	278
§ 3. Палеогеотермия. <i>И. И. Аммосов</i>	294
Прогнозирование палеотемператур по органическому веществу	294
Палеотемпература и современная температура	301
Палеогеотермическое несогласие	302
Зоны палеотемператур	303

Глава 7. Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов и нефтяных месторождений	310
§ 1. Природные водонапорные системы. <i>Е. А. Барс</i>	310
§ 2. Методы гидродинамических исследований нефтегазоносных бассейнов. <i>Ю. П. Гаттенбергер</i>	312
Методы определения пластового давления	312
Природа пластового давления. Аномальное пластовое давление	315
Методы изучения движения подземных вод	320
§ 3. Гидрохимия нефтегазоносных бассейнов. <i>Е. А. Барс</i>	328
Виды воды в породах, структура воды и водных растворов	328
Физические свойства подземных вод	330
Ионно-солевой состав и минерализация подземных вод	334
Химические классификации и способы изображения состава подземных вод	337
§ 4. Происхождение подземных вод. <i>Е. А. Барс</i>	342
§ 5. Особенности химического и газового состава вод нефтяных месторождений. <i>А. Е. Барс</i>	343
§ 6. Палеогидрогеологические реконструкции условий формирования и разрушения залежей нефти и газа. <i>С. Б. Вагин</i>	355
Гидрогеологическая цикличность	355
Палеогидродинамика	357
Палеогидрохимия	361
§ 7. Использование комплекса гидрогеологических данных для прогнозирования нефтегазоносности и поисков залежей нефти и газа. <i>Е. В. Барс, Ю. П. Гаттенбергер</i>	363
§ 8. Гидрогеологические исследования на месторождениях нефти и газа. <i>Ю. П. Гаттенбергер</i>	372
Глава 8. Геохимия скоплений нефти и газа. А. А. Карцев	376
§ 1. Изменение состава нефтей и газов в залежах	376
§ 2. Геохимические закономерности размещения в месторождениях нефтей и газов различного состава	380
§ 3. Геохимические процессы изменения нефтей и газов	385
Глава 9. Формирование и разрушение скоплений нефти и газа	388
§ 1. Общие понятия о миграции нефти и газа и формировании их скоплений. <i>В. А. Клубов</i>	388
§ 2. Первичная миграция углеводородов. <i>Т. П. Сафронова</i>	395
Миграция углеводородов в водной фазе	395
Миграция углеводородов в газовой фазе	399
Роль диффузионного переноса в миграции углеводородов	401
§ 3. Вторичная миграция углеводородов. <i>И. В. Машков</i>	405
§ 4. Время, продолжительность и скорость формирования скоплений нефти и газа. <i>И. М. Михайлов</i>	414
Время начала формирования залежей нефти и газа	414
Время завершения формирования залежей нефти и газа	419
Возможность формирования залежей на современном этапе	421
§ 5. Физическая сущность экранирования залежей нефти и газа. <i>Б. М. Яковлев</i>	423
	479

§ 6. Формирование и переформирование скоплений нефти и газа.	
<i>В. А. Варов, В. А. Клубов</i>	429
Аккумуляция нефти и газа	429
Дифференциация скоплений нефти и газа	433
Переформирование скоплений нефти и газа	446
§ 7. Разрушение скоплений нефти и газа. <i>В. А. Клубов</i>	448
Глава 10. Образование нефти и газа в земной коре <i>А. Э. Конторович</i>	451
§ 1. Химический состав нефти и живого вещества	452
§ 2. Накопление органического вещества	455
§ 3. Диагенетическое превращение органического вещества	458
§ 4. Катагенетическое превращение органического вещества	460
§ 5. Первичная миграция нефти и газа	467
Список литературы	470
Предметный указатель	473

СПРАВОЧНИК ПО ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Под редакцией **Н. А. Еременко**

Редактор издательства *Н. К. Алферова*

Переплет художника *В. У. Полякова*

Художественный редактор *В. В. Шутько*

Технический редактор *Е. С. Сычева*

Корректоры *Е. В. Наумова, К. С. Торопцева*

ИБ № 2865

Сдано в набор 17.01.83. Подписано в печать 10.02.84. Т-01984. Формат 60×90¹/₁₆. Бумага книжно-журнальная. Гарнитура «Литературная». Печать высокая. Усл. печ. л. 30,0. Усл. кр.-отт. 30,0. Уч.-изд. л. 36,84. Тираж 5600 экз. Заказ № 1603/7643—7. Цена 2 р. 20 к.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра», 103633, Москва, К-12,
Третьяковский проезд, 1/19

Ленинградская типография № 4 ордена Трудового Красного Знамени Ленинградского объединения «Техническая книга» им. Евгении Соколовой Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. 191126, Ленинград, Социалистическая ул., 14.