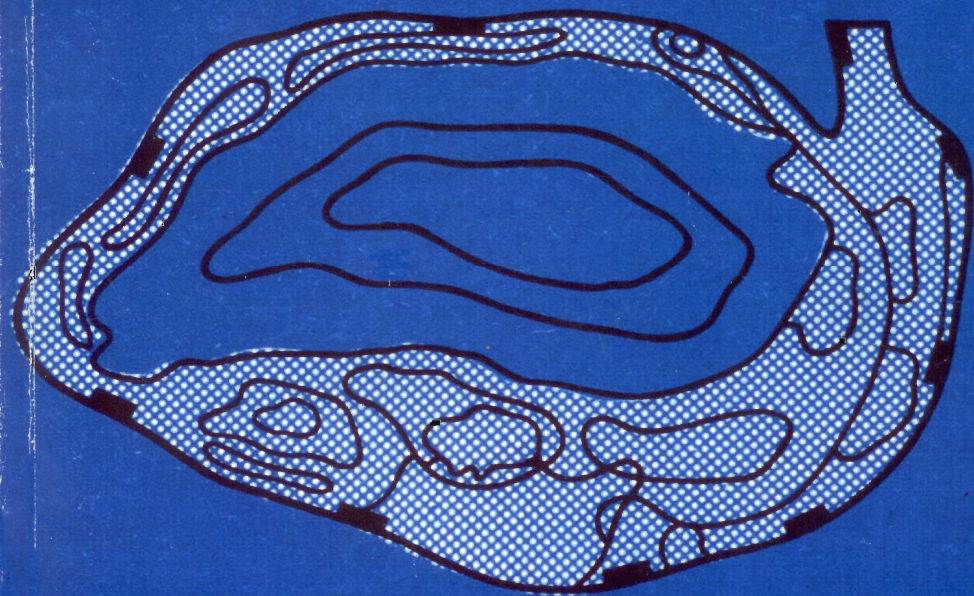


В. И. Старосельский

# ЭТАН, ПРОПАН, БУТАН

в природных газах  
нефтегазоносных  
бассейнов



**В. И. Старосельский**

**ЭТАН, ПРОПАН,  
БУТАН  
в природных газах  
нефтегазоносных  
бассейнов**



МОСКВА "НЕДРА" 1990

Комплексное использование углеводородного сырья имеет большое значение для реализации широкомасштабных задач, поставленных перед газовой промышленностью в утвержденных XXVII съездом КПСС Основных направлениях экономического и социального развития СССР на 1986–1990 годы и на период до 2000 года, а также для выполнения Комплексной программы химизации народного хозяйства СССР на период до 2000 года.

Коренное изменение минерально-сырьевой базы газовой промышленности привело не только к беспримерно быстрому развитию добычи газа, но и к выявлению новых направлений технологического использования его компонентов в различных отраслях народного хозяйства и прежде всего в производстве продуктов органического синтеза. Комплексное использование компонентов природного газа обуславливает высокую экономическую эффективность добычи и переработки газа и определяет ведущее место природного газа не только в топливно-энергетическом балансе страны, но и в химическом производстве. Планомерное развитие отечественной газохимии и создание газохимических комплексов базируется на разведанных запасах газа, кондиционного для переработки, и перспективах развития отрасли. В связи с этим необходимо выявить закономерности распределения в недрах полезных компонентов природного газа, определить районы и продуктивные горизонты для проведения целенаправленного поиска газов, являющихся сырьем для газохимии.

На современном этапе удовлетворение потребностей народного хозяйства страны в важнейших видах химической продукции в значительной мере зависит от масштабов производства этилена — исходного сырья основных продуктов нефтехимического синтеза. Для производства этилена и других олефинов и ароматических углеводородов в мировой практике используются два вида углеводородного сырья: жидкие нефтяные фракции (прямогонные бензины и газойлевые фракции) и газовая группа (этан, сжиженные газы). Первый в настоящее время занимает ведущее положение в промышленности нашей страны. Использование этана, пропана и бутанов нефтяных и природных газов позволяет укрепить и развить промышленность пластических масс, являющуюся одной из ведущих отраслей народного хозяйства. Пластмассы обладают ценными свойствами (высокая плотность, антифрикционность, механическая прочность, высокая диэлектрическая характеристика и др.), благодаря которым их применение обеспечивает научно-технический прогресс во всех отраслях народного хозяйства. Пластмассы широко применяются в машиностроении, электротехнической промышленности, сельском хозяйстве, строительстве, быту.

**Мировая газоперерабатывающая промышленность** имеет уже **большой опыт** по извлечению из природных горючих газов различных полезных компонентов. За рубежом действует более 1400 заводов и установок суммарной мощностью по переработке газа около 3 млрд. м<sup>3</sup>/сут. Только в США на базе природного газа в 1988 г. было произведено 61 млн. т жидких углеводородов, в том числе 5,8 млн. т этана, 13,8 млн. т сжиженных газов, более 38 млн. т конденсата и газового бензина. Для газоперерабатывающей промышленности зарубежных стран характерны высокие степени применения низкотемпературных схем с использованием детандеров, рост производства этана, пропана и бутанов, широкое использование малогабаритных установок и тенденция увеличения использования продукции газоперерабатывающих заводов (ГПЗ) для химической переработки.

В нашей стране также имеются значительные ресурсы этансодержащих газов, т.е. газов, характеризующихся концентрацией этана 3 % и более и являющихся кондиционными для переработки на газохимических комплексах. Такое содержание этана является минимально рентабельным при современном технологическом уровне извлечения этана из газа. Освоение ресурсов этансодержащих газов будет способствовать решению поставленных задач по химизации народного хозяйства и позволит рационально использовать сырьевые и топливно-энергетические ресурсы.

Выявление закономерностей распределения полезных компонентов природного газа предусматривает анализ распространения газов по площади и вертикальному разрезу нефтегазоносной территории, изучение геолого-геохимических условий распространения отдельных компонентов природного газа, прогнозирование зон распространения газов сложного состава с целью обоснования сырьевой базы газохимического производства. Вместе с тем, не все вопросы геологии и геохимии природных газов и отдельных компонентов решены к настоящему времени, на отдельные аспекты проблемы имеются противоположные точки зрения исследователей. На распределение зон газов сложного состава влияют исходное органическое вещество, стадии его катагенеза, термодинамические, тектонические, литологические, гидрогеологические и многие другие факторы, обуславливающие миграцию углеводородов, формирование и разрушение газовых залежей.

Настоящее исследование представляет собой дальнейшую разработку нового направления в нефтегазовой геологии – геологии и геохимии полезных компонентов природного газа в связи с их комплексным освоением. Это направление имеет важное народнохозяйственное значение, позволяющее обосновать увеличение объемов переработки этан-, сероводород- и гелийсодержащих газов. В результате проведенных исследований решены отдельные принципиальные вопросы по геологическому обоснованию развития сырьевой базы комплексной переработки углеводородного сырья.

Работа базируется как на исследованиях, проведенных автором, так и на обширном литературном материале по геологии и газоносности отдельных нефтегазоносных территорий и месторождений. Использованы результаты анализов составов пластовых газов советских и зарубежных ученых и организаций.

## ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА ПРИРОДНОГО ГАЗА

В нефтяной и газовой геологии под термином "природный газ" понимаются горючие газы, в составе которых ведущую роль играют углеводороды метанового ряда. Природный газ условно разделяется на свободный, связанный и попутный. К свободным газам относятся газы чисто газовых и газоконденсатных залежей, к связанным — газы, находящиеся в пласте в контакте с нефтью в газовых шапках газонефтяных и газоконденсатных залежей. В зависимости от соотношения газа и нефти залежи подразделяются на три основных типа: нефтяные залежи с газовой шапкой, газовые залежи с нефтяной оторочкой промышленного значения и с нефтяной оторочкой непромышленного значения. К попутным газам относятся газы, растворенные в нефти.

По условиям нахождения газов в нефтегазоносных бассейнах, помимо газов, заключенных в залежах, выделяются газы, рассеянные в породах, растворенные в подземных водах, а также находящиеся в газогидратном состоянии. В.И. Вернадский подземным водам отводил важнейшую роль в газовом режиме земной коры. Он впервые обратил внимание на существующее в природе динамическое равновесие в системе горная порода — вода — газ — живое вещество. Особенно им подчеркивалось единство природных вод и растворенных в них газов.

Различные стороны геохимии природных газов осадочных бассейнов и его отдельных компонентов в связи с решением теоретических и практических задач нефтегазовой геологии освещены в трудах А.М. Акрамходжаева, Ф.А. Алексеева, Н.Б. Вассоевича, И.В. Высоккого, В.И. Ермакова, Л.М. Зорькина, М.К. Калинин, А.Э. Конторовича, С.Г. Неручева, И.И. Нестерова, В.В. Семеновича, В.Ф. Симоненко, Б.А. Соколова, В.А. Соколова, И.С. Старобинца, В.А. Чахмахчева, В.П. Якуцени, Б. Тиссо, Дж. Ханта, М. Шелля, В. Штала и др. Несмотря на значительный объем исследований по геохимии природных газов, работ по геологии и геохимии природного газа как ценного химического сырья, по закономерностям размещения газов с определенным составом углеводородов, а также классификаций по составу газов с точки зрения требований промышленности практически мало. Таким образом, одной из задач исследований является рассмотрение геолого-геохимических условий распространения газа с повышенным содержанием гомологов метана с целью разработки рекомендаций по их комплексному использованию в народном хозяйстве.

### 1.1. ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА УГЛЕВОДОРОДНЫХ И НЕУГЛЕВОДОРОДНЫХ КОМПОНЕНТОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Газы газовых, газоконденсатных, нефтегазоконденсатных и нефтяных залежей и месторождений состоят из углеводородов, представленных метаном и его гомологами, а также из неуглеводородных компонентов — азота, диоксида углерода, сероводорода, гелия, меркаптанов, ртути и др., физико-химическая характеристика которых приводится в табл. 1 и 2.

В большинстве залежей и месторождений содержание углеводородов составляет до 95–98 % всего состава, причем основная часть этой концентрации приходится на метан. В газах, не контактирующих с нефтью, содержание метана обычно превышает 90–95 %. В ряде районов, как например в Западной Сибири, по сеноманскому комплексу его содержание близко к 100 %. В газоконденсатных и газонефтяных залежах и месторождениях, а также в растворенном газе нефтяных залежей содержание колеблется в широких пределах. Известны случаи, когда оно составляет менее 5 %.

К образованию метана приводят различные процессы. Так, микробиохимическое образование метана происходит в илах и почве, в осадочных горных породах и гидросфере. Метан может образовываться из органического вещества (ОВ) осадочных пород под воздействием повышенных давлений и температур, при воздействии процессов тектогенеза и землетрясений, при высокотемпературной метаморфизации ОВ осадочных пород, синтезироваться в верхней мантии на основе  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{O}$  и целым рядом других процессов.

Основная масса метана образуется за счет преобразования органического вещества при погружении осадочных пород и связана главным образом с термокаталитическим изменением ОВ. По современным теоретическим представлениям [3, 35], намечается следующая принципиальная схема нефтегазообразования, в которой метан играет ведущую роль. До глубины 200 м выделяется диагенетическая (биохимическая) фаза интенсивного метанообразования, до глубины 1,5–2 км — протокатагенетическая (начальная) фаза нефте- и метанообразования, где температура до 70 °С, рассеянное органическое вещество (РОВ) достигает градаций катагенеза  $\text{ПК}_1$  —  $\text{ПК}_3$ .

В интервале глубин 2–4 км (для платформенных бассейнов) располагается главная фаза нефтеобразования, температура 70–180 °С, классификация РОВ соответствует градации катагенеза  $\text{МК}_1$  —  $\text{МК}_2$ , для этой же фазы характерно также образование жирных газов.

Ниже, в интервале глубин порядка 4–6 км, выделяется главная (глубинная) фаза интенсивного метанообразования, характеризующаяся возрастанием в составе газа жирных компонентов, температура 180–250 °С, градация катагенеза  $\text{МК}_3$ – $\text{АК}_2$ . Ниже на градациях  $\text{АК}_3$ –4 и глубинах 6–9 км генерация метана еще продолжается, но в меньших масштабах, чем на предыдущем этапе, что позволяет отнести эту глубин-

Т а б л и ц а 1

## Физико-химические свойства алканов

Показатели	Метан	Этан	Пропан	Изобутан	Нормальный бутан	Изопентан	Нормальный пентан	Гексан
Химическая формула	СН <sub>4</sub>	С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	i = С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub> n = С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	i = С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub>	n = С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub>	С <sub>6</sub> Н <sub>14</sub>	
Молекулярная масса	16,042	30,068	44,094	58,120	58,120	72,151	72,151	86,178
Содержание углерода, % по массе	74,87	79,96	81,80	82,66	82,66	83,23	83,23	83,62
Газовая постоянная, Дж/(кг · К)	518,27	276,51	188,55	143,05	143,05	115,23	115,23	96,48
Температура плавления, t <sub>пл</sub> , °С, при давлении 0,101 МПа	-182,5	-183,3	-187,5	-145,0	-135,0	-160,6	-129,7	-95,5
Температура кипения t <sub>к</sub> , °С, при давлении 0,101 МПа	-161,3	-88,6	-42,2	-10,1	-0,5	+28,0	+36,2	+69,0
Критические параметры:								
температура T, К	190,77	305,33	369,85	408,13	425,16	460,39	469,65	507,35
давление p, МПа	4,626	4,871	4,247	3,647	3,796	3,381	3,369	3,013
плотность ρ, кг/м <sup>3</sup>	163,5	204,5	218,5	221,0	226,1	236,0	227,8	234,0
Плотность газа ρ <sub>г</sub> , кг/м <sup>3</sup> , при давлении 0,101 МПа и температуре 273,15 К	0,717	1,355	2,009	2,680	2,701	3,453	3,453	3,748
Относительная плотность газа (по воздуху)	0,554	1,048	1,554	2,073	2,089	2,670	2,670	2,899
Плотность газа ρ <sub>г</sub> , кг/м <sup>3</sup> , при давлении 0,101 МПа и температуре 293,15 К	0,667	1,251	1,834	2,418	2,418	3,001	3,001	3,585
Удельная теплоемкость, кДж/(кг · К), при давлении 0,098 МПа и температуре 273,15 К:								
при постоянном давлении c <sub>p</sub>	2,1654	1,6471	1,5495	1,5918	1,5918	1,5931	1,5931	1,6023
при постоянном объеме c <sub>v</sub>	1,6480	1,3703	1,3615	1,4511	1,4511	1,4792	1,4792	1,5072
Отношение удельных теплоемкостей газа c <sub>p</sub> /c <sub>v</sub>	1,314	1,202	1,138	1,097	1,097	1,077	1,077	1,063
Теплота испарения, кДж/кг, при давлении 0,101 МПа	570	490	427	352	394	357	341	341
Теплота плавления, кДж/кг, при давлении 0,101 МПа	60,8	95,2	80,1	77,6	75,5	70,9	46,3	151,5
Теплопроводность, кДж/(м · К), при температуре 273,15 К	0,108	0,065	0,0532	0,0486	0,0486	0,0461	0,0461	-
Октановое число	125	125	125	99	91	-	-	-
Теплота сгорания, кДж/м <sup>3</sup> , при давлении 0,101 МПа и температуре 293,15 К:								
высшая	33410	59871	86541	113797	114258	145826	144026	161359
низшая	37095	65398	93994	123259	123720	157633	155665	174631
Предел взрываемости, % по объему:	1830	2020	2043	2057	2057	2080	2090	2090
нижний	5,35	3,20	2,10	1,80	1,90	1,32	1,40	1,25
высший	14,9	12,5	9,5	8,4	8,5	-	7,8	6,9
Объем газа, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> , после испарения жидкости, приведенный к давлению 0,101 МПа и температуре 273,15 К	442,1	311,1	272,9	229,4	237,5	204,6	206,6	182,0
Динамическая вязкость η, МПа · с, при температуре 273,15 К и давлении 0,101 МПа	10,5	87,1	76,4	70,2	69,5	65,0	63,5	59,0
Критический коэффициент сжимаемости К <sub>к</sub>	0,290	0,285	0,277	0,283	0,274	0,270	0,269	0,264
Критический молярный объем К <sub>к</sub>	99,5	148,0	200,0	263,0	255,0	310,0	311,0	368,0
У <sub>ткр</sub> , м <sup>3</sup> /моль	0,0130	0,0986	0,1524	0,1848	0,2010	0,2223	0,2539	0,3007
Фактор ацентричности ω								

Таблица 2  
Физико-химические свойства неуглеводородных компонентов  
природных газов

Показатели	Диоксид углерода	Сероводород	Азот	Гелий
Химическая формула	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	N <sub>2</sub>	He
Молекулярная масса	44,011	34,082	28,016	4,00
Газовая постоянная, Дж/(кг · К)	188,907	243,941	296,759	2078,500
Температура кипения $t_k$ , °С, при давлении 0,101 МПа	194,67	212,81	77,35	4,20
Критические параметры:				
температура $T$ , К	304,20	373,60	126,26	5,20
давление $p$ , МПа	7,381	9,007	3,398	0,229
плотность $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	468	359	311	69,2
Плотность газа $\rho_r$ , кг/м <sup>3</sup> , при давлении 0,101 МПа и температуре 273,15 К	1,9767	1,5358	1,2501	1,1784
Относительная плотность газа (по воздуху)	1,5288	1,1877	0,9668	0,1380
Плотность газа $\rho_r$ , кг/м <sup>3</sup> , при давлении 0,101 МПа и температуре 293,15 К	1,8307	1,4311	1,1654	0,1664
Удельная теплоемкость $c$ , кДж/(кг · К), при давлении 0,098 МПа и температуре 273,15 К:				
при постоянном давлении $c_p$	0,8148	0,9923	1,0392	5,2042
при постоянном объеме $c_v$	0,6263	0,7453	0,7411	3,1401
Отношение теплоемкостей газа $c_p/c_v$	1,3001	1,3314	1,4022	1,6573
Динамическая вязкость $\eta$ , МПа · с, при давлении 0,101 МПа и температуре 273,15 К	139	120	170	–
Критический коэффициент сжимаемости $K_k$	0,274	0,268	0,291	0,300
Критический молярный объем $V_{m\text{кр}}$ , м <sup>3</sup> /моль	94	95	90,1	57,8
Фактор ацентричности $\omega$	0,231	0,100	0,040	–

ную зону также к главной фазе метанообразования [35]. Ниже зоны высокотемпературного метана на глубинах 9 км и более при температуре 200–270 °С А.Л. Козлов выделяет фазу высокотемпературных неуглеводородных газов: углекислого газа, азота, водорода, а при наличии карбонатов и сульфатов – сероводорода. Граница фазы высокотемпературного метана и фазы высокотемпературных кислых газов соответствует градиации катагенеза АК<sub>4</sub> и более высоким.

По этой схеме этан, пропан и бутаны образуются в относительно узком интервале температур, а метан в диапазоне температур от поверхностных до 150 °С и выше, т.е. стадии диагенеза и катагенеза ОБ.

Ф.А. Алексеев и другие [20], основываясь на изотопных исследованиях, выделяют верхнюю зону биохимического метанообразования (изотопный состав углерода  $\delta^{13}\text{C}$  от –5,8 до –9,5 ‰) на глубинах до 1,5–1,8 км, зону биокаталитического нефтегазообразования ( $\delta^{13}\text{C}$  метана от –2,5 до –5,8 ‰) на глубинах более 1,8 км и, наконец, зону метаморфического газообразования и графитообразования на значительных глубинах. В зоне биокаталитического нефтегазообразования по изотопному составу углерода метана выделяются существенно нефтеносные ( $\delta^{13}\text{C}$  от –3,5 до –5,8 ‰) и преимущественно газоносные ( $\delta^{13}\text{C}$  от –2,5 до –4,0 ‰) бассейны.

Гомологи метана в составе природных газов представлены этаном, пропаном, нормальным и изомерным бутанами. Их суммарное содержание составляет в среднем до 5 % в газовых залежах, 5–30 % в газоконденсатных и от 10–20 до 85–95 % в растворенных газах нефтяных залежей. При этом в газовых и газоконденсатных залежах концентрация этана выше концентрации пропана, а пропана выше концентрации бутанов, в нефтяных залежах в ряде случаев концентрация пропана выше концентрации этана и бутанов.

Основным источником гомологов метана в осадочных толщах нефтегазоносных бассейнов (НГБ) является рассеянное и концентрированное ОБ, общее количество которого в породах континентального сектора стратисферы, по данным Н.Б. Вассоевича, составляет  $72 \cdot 10^{14}$  т. Современные осадки, по данным многих советских и зарубежных исследователей, практически не содержат газообразных гомологов метана. Вместе с тем В.В. Вебер, Б.П. Жижченко и другие исследователи доказывают возможность ранней генерации гомологов метана и жидких УВ еще на стадии диагенеза. Открытие залежей нефти в песчаных линзах, заключенных в глинистых толщах, ранее не погружавшихся более чем на 500 м, показывает, что генерация жидких УВ происходит на значительно меньших глубинах, чем главная зона нефтеобразования (ГЗН).

Сотрудниками ВНИИГАЗа М.О. Хвилевичем, О.М. Григорьевой и М.К. Кургузовой совместно с автором была разработана математическая программа "Этан" по оценке взаимосвязи между содержанием этана и других гомологов метана, а также влияния на содержание этана различных геологических факторов. Коэффициенты корреляции  $R$  и уравнения регрессии следующие:

R	Уравнения регрессии
0,620	$C_2H_6 = 2,276 + 1,364 C_3H_8$
0,736	$C_2H_6 = 3,889 + 1,618 C_4H_{10}$
0,752	$C_2H_6 = 3,463 + 0,650 C_5H_{12} + \text{выш.}$
0,937	$C_2H_6 = 1,371 + 0,350 C_2H_6 + \text{выш.}$
0,878	$C_2H_6 = 2,566 + 0,180100 C_2H_6 + \text{выш.}/CH_4$
0,233	$C_2H_6 = 3,003 + 0,025 T_{пл}$

Невысокие уровни корреляции свидетельствуют о том, что на содержание компонентов в газе и на их взаимосвязь влияют различные природные факторы: состав органического вещества, термобарические условия, дальность миграции, качество покрышек и многие другие, учет которых весьма затруднителен и не всегда может быть выражен математически.

На рис. 1 приведены зависимости содержания этана от термобарических условий и концентрации различных компонентов и кривые, рассчитанные по уравнениям регрессии. Отмечается повышение содержания пропана, бутанов и конденсата в газе при увеличении этана, увеличение доли этана в газе с ростом пластовых давлений и температур. Отмеченные зависимости позволяют прогнозировать концентрации этана в газе различных нефтегазоносных бассейнов.

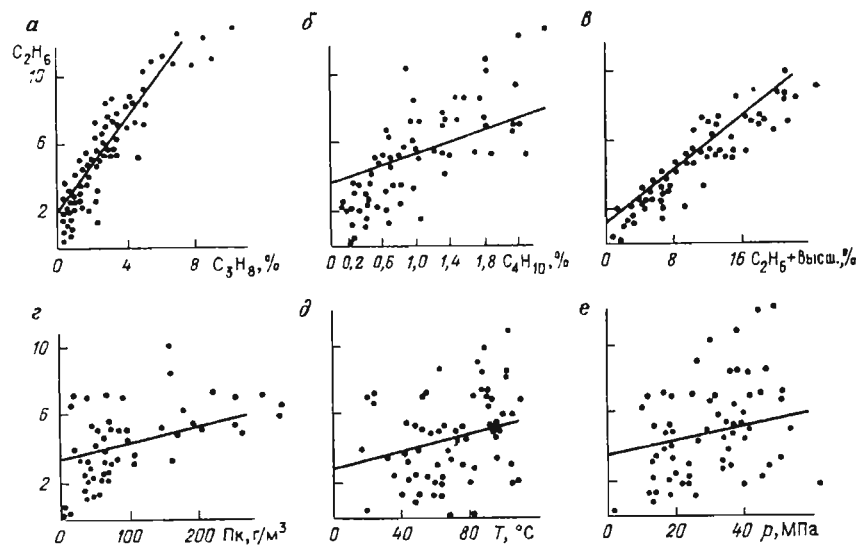


Рис. 1. Зависимость содержания этана от концентрации пропана (а), бутанов (б), суммы гомологов метана (в), от потенциального содержания стабильного конденсата (г), от пластовой температуры (д) и пластового давления (е)

Конденсат является ценным сырьем газохимического производства и представляет собой самостоятельное полезное ископаемое. К конденсатам относится смесь углеводородов, включающая пентаны и более высокие гомологи метана, которая выделяется из газа при снижении давления до атмосферного и температуры до  $20^\circ\text{C}$ .

Содержание стабильного конденсата в газе месторождений СССР варьирует от  $1 \text{ г/м}^3$  и менее до  $800 \text{ г/м}^3$  и более и зависит от глубины залегания продуктивного пласта, пластового давления и температуры, общей геохимической обстановки, удаленности залежи от областей генерации углеводородов, наличия нефтяной оторочки и целого ряда других природных факторов. Практически в любом газе имеются незначительные содержания углеводородов  $C_5 + \text{выш.}$  в составе газа, что создает определенные трудности при разделении чисто газовых и газоконденсатных залежей. Содержание конденсата в газе на глубинах до  $1000 \text{ м}$  в основном незначительно, в связи с чем подсчет прогнозных запасов конденсата в этом интервале не производится.

К конденсатосодержащим газам рекомендуется относить газы с содержанием конденсата более  $1 \text{ г/м}^3$  при пластовом давлении выше  $8 \text{ МПа}$ . Высокое содержание конденсата в газе отмечено на месторождениях: Вуктыльское –  $360 \text{ г/м}^3$ , Астраханское –  $240\text{--}417 \text{ г/м}^3$ , Русский Хутор –  $787 \text{ г/м}^3$ , Талаласовское –  $831 \text{ г/м}^3$ , Анастасьевское –  $1285 \text{ г/м}^3$ , Харьковцевское –  $1371 \text{ г/м}^3$ , Карачаганакское –  $420\text{--}620 \text{ г/м}^3$  и более. Самая глубокая газоконденсатная залежь известна в миоценовых отложениях Галф-Коста на глубине  $6544 \text{ м}$ ; в кембрю-ордовике – залежь Хемон в Пермском бассейне на глубине  $6141 \text{ м}$ ; в юре – залежи Томасвайл и Чунчула во Внутреннем Соленосном бассейне США на глубине более  $6 \text{ км}$ .

Газоконденсатные залежи встречаются в широком глубинном и стратиграфическом диапазоне, в различных геотектонических условиях, их развитие обусловлено влиянием типа и степени катагенеза УВ, различными литолого-фациальными и термобарическими условиями отдельных платформ и их краевых систем максимальные запасы конденсата отмечены в интервале  $1\text{--}2 \text{ км}$  (Урало-Поволжье),  $2\text{--}3 \text{ км}$  (Тимано-Печорский регион, Восточная Сибирь) и  $3\text{--}4 \text{ км}$  (Днепровско-Донецкая впадина).

В пределах молодых платформ со спокойным геотектоническим режимом (Западная Сибирь) максимум запасов конденсата связан с глубинами  $2\text{--}3 \text{ км}$ . В краевых системах этот максимум смещается на большие глубины –  $3\text{--}4 \text{ км}$  (Дагестан).

В межгорных впадинах максимум разведанных запасов конденсата приурочен к интервалам глубин ниже  $4 \text{ км}$  (Южный Каспий) и  $3\text{--}5 \text{ км}$  (внешняя часть Галф-Коста). Месторождения характеризуются высоким выходом конденсата при относительно сухом составе газа (этана  $4\text{--}3 \%$ ),



высокими температурами и аномально высоким пластовым давлением (АВПД).

Изучение зависимости содержания конденсата от термобарических условий и состава газа показало, что газоконденсатные залежи в основном появляются в отложениях с пластовым давлением более 10 МПа и температурой 20 °С. Основное количество конденсата сосредоточено в пределах пластовых давлений 15–35 МПа и температур 40–120 °С. В отложениях с температурой выше 140 °С залежи конденсата встречаются редко (известны в юрских отложениях Аквитанского НГБ).

В целом отмечается увеличение содержания конденсата с увеличением фракции С<sub>2</sub> + С<sub>3</sub> + С<sub>4</sub>, так как повышение концентрации гомологов метана увеличивает растворимость жидких УВ и наоборот – увеличение концентрации (и запасов) метана в газе обуславливает низкое содержание конденсата в газе. Эта закономерность характерна для различных глубин: сеноманские отложения Западной Сибири (глубина 600–1200 м) – содержание метана 99 %, конденсата 0,3 г/м<sup>3</sup>; месторождение Шатлык (глубина 3420 м) – содержание метана 98 %, конденсата 12 г/м<sup>3</sup>; месторождение Шуртан (глубина 3200 м) – содержание метана 95 %, конденсата 59 г/м<sup>3</sup> и т.д.

В отдельных НГБ отмечают снижение содержания конденсата при увеличении содержания в газе сероводорода. Такая закономерность отмечается на месторождениях Уртабулак, Кандым, Саман-Теле, Денгизкуль-Хаузак в Амударьинском НГБ, Лак и Мейон в Аквитанском НГБ, где содержание сероводорода в газе 7–15 %, а газоконденсатный фактор 24–45 г/м<sup>3</sup>. Ряд авторов (например, И.С. Старобинец) такую зависимость объясняет накоплением сравнительно плохо растворимых в сжатых газах сероорганических соединений.

С повышением концентрации диоксида углерода содержание конденсата увеличивается.

Для обоснования развития газохимического производства на базе переработки конденсата большое значение имеет состав конденсата. И.С. Старобинец [36] отмечает, что содержание конденсата возрастает с увеличением содержания алканов в конденсатах и уменьшается при увеличении содержания нафтеновых и ароматических УВ. Высококонденсатные газы (150–300 г/м<sup>3</sup>) содержат 50–90 % метановых углеводородов и только 5–25 % ароматических (табл. 3). Это объясняется тем, что растворимость в сжатых газах растет в ряду ароматические – нафтеновые – метановые углеводороды.

Газоконденсатные скопления, несмотря на широкое развитие по разрезу, занимают определенное место в вертикальной зональности углеводородов. Если в верхней части разреза осадочного чехла в основном развиты чисто газовые скопления, то ниже по разрезу отмечается чередование газонефтяных, нефтяных и газоконденсатных скоплений, а на больших глубинах – газоконденсатные и нефтегазоконденсатные залежи и залежи высокотемпературного метана.

Таблица 3  
Характеристика конденсатов основных месторождений СССР  
(по данным А.И. Грязенко, Т.Д. Островской, В.В. Юшкина и др.)

Район, месторождение	Продуктивный горизонт	Начальное содержание углеводородов, г/м <sup>3</sup>	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Фракционный состав			Конечная температура, °С	Массовое содержание, %		Массовая доля углеводородов, %			Молекулярная масса	
				Начало кипения, °С	Отгон, %			серы	парафина	ароматических	нафтеновых	метановых		
					10	50								90
Коми АССР	P <sub>1</sub> –C <sub>2</sub>	360	0,7300	40	69	141	303	347	0,02	0,5	13,92	21,10	64,98	118
		360	0,7300	40	69	141	303	347	0,02	0,5	13,92	21,10	64,98	118
Вуктыльское Оренбургская область	P <sub>1</sub> –C <sub>3</sub>	73,6	0,7000	36	50	97	174	240	1,12	–	10	20	70	99
		73,6	0,7000	36	50	97	174	240	1,12	–	10	20	70	99
Оренбургское Тюменская область	P <sub>1</sub> –C <sub>3</sub>	2,5	0,7770	86	111	147	224	285	0,038	0,001	1,54	48,48	49,98	117
		4,5	0,7665	109	146	190	265	300	0,0158	Отс.	6,17	16,0	77,83	132
		41	0,7238	63	83	135	255	310	0,010	Следы	6,19	27,35	66,46	106
		57	0,7321	70	87	134	247	310	0,014	–	5,95	17,04	77,01	111
		48	0,7309	42	66	123	255	337	0,0132	0,0014	6,59	11,70	81,71	107
		69	0,7766	65	84	142	297	337	0,004	0,040	14,49	19,63	65,88	113
		67	0,7544	52	86	151	320	345	0,0057	–	17,49	18,81	64,22	119
		134	0,7594	49	88	153	260	338	0,02	0,09	17,73	20,06	62,21	117
		151	0,7652	50	86	152	318	370	0,019	0,435	18,72	17,92	63,36	121
		151	0,7652	50	86	152	318	370	0,019	0,435	18,72	17,92	63,36	121

Продолжение табл. 3

Район, месторождение	Продук- тивный горн- зонт	Началь- ное со- держа- ние ста- биль- ного кон- денса- та, г/м <sup>3</sup>	Плот- ность D, кг/м <sup>3</sup>	Фракционный состав			Конеч- ная тем- пература, °С	Массовое содер- жание, %	Массовая доля углево- дородов, %		Моле- куляр- ная масса			
				Нача- ло кипе- ния, °С	Отгон, %				пара- фина	арома- тических		нафте- новых	мета- новых	
					100	200								300
Бованенков- ское	ТП <sub>1-3</sub>	0,65	0,7880	107	148	227	282.	0,005	Следы	5,68	79,48	14,86	112	
	ТП <sub>8</sub>	1,4	0,7980	122	169	224	270	0,009	—	1,90	76,38	21,72	131	
	ТП <sub>9</sub>	2,4	0,8007	118	132	239	299	0,009	0,006	1,61	72,57	25,82	125	
	ТП <sub>10</sub>	2,4	0,7452	60	80	115	186	289	0,01	2,15	48,17	49,68	97	
	ТП <sub>11</sub>	53	0,7363	35	62	107	197	258	0,0103	—	14,65	34,69	50,66	98
	ТП <sub>12</sub>	60	0,7297	43	65	104	182	236	0,0074	—	12,75	27,52	59,73	99
	ТП <sub>13-14</sub>	62	0,7192	50	69	110	180	231	0,005	Следы	11,00	22,00	67,00	101
	ТП <sub>18</sub>	73	0,7287	45	61	115	236	285	0,009	0,024	13,29	22,10	64,61	90
	ТП <sub>20</sub>	74	0,7350	58	85	122	—	297	—	—	14,33	19,52	66,15	97
	БУ <sub>1-2</sub>	74	0,7201	31	54	110	208	—	0,002	—	8,15	35,49	56,36	93
	БУ <sub>3-6</sub>	95	0,7351	53	70	111	249	285	—	—	18,62	22,38	59,00	98
	БУ <sub>8</sub>	154	—	38	70	128	260	315	0,006	—	10,70	22,68	66,62	—
	БУ <sub>9</sub>	129	0,7299	52	74	136	271	330	0,0018	Следы	11,53	36,50	61,97	100
БУ <sub>10</sub>	147	0,7407	47	70	129	264	297	0,010	—	14,03	25,95	60,02	108	
БУ <sub>11</sub>	161	0,7430	50	75	130	291	360	0,012	Следы	7,83	27,54	64,63	96	
БУ <sub>13</sub>	300	0,7404	38	59	127	283	295	—	—	9,83	30,49	59,68	98	
Ачимов- ский	397	0,7829	48	71	180	315	365	—	—	18,52	17,32	37,57	130	
Ямбургское	БУ <sub>3</sub>	150	0,7468	61	84	129	235	303	0,010	0,0044	7,82	41,18	51,00	105
	БУ <sub>7</sub>	150	0,7398	38	64	128	272	322	—	—	11,56	27,17	61,27	100
Юрхаровское	БУ <sub>8</sub>	72,2	0,7577	45	72	125	288	324	0,0201	—	21,70	26,41	51,89	106
	БУ <sub>9</sub>	113	0,7562	53	78	133	247	308	0,020	0,212	20,59	25,39	54,02	100
	ЛУ <sub>10</sub>	59	0,7454	37	61	116	251	298	0,003	0,006	12,07	28,40	59,53	106
	БУ <sub>7</sub>	227	0,8050	120	153	194	252	331	0,029	—	27,41	23,71	48,88	135
	БУ <sub>8</sub>	85	0,7500	50	76	116	210	337	0,0361	Следы	16,21	32,55	51,24	107
	БУ <sub>12</sub>	92	0,7514	52	78	121	236	312	0,029	—	13,69	36,78	49,58	105
	БП <sub>4</sub>	177	0,7234	41	70	120	260	276	—	—	5,32	21,20	73,28	100
	БП <sub>5</sub>	192	0,7296	44	75	138	276	312	—	—	5,49	32,00	62,51	96
	БП <sub>9</sub>	209	0,7741	64	90	155	289	347	0,02	0,02	11,99	27,50	60,51	113
	БП <sub>11</sub>	327	0,7400	36	56	116	290	333	0,014	0,010	9,30	27,56	63,14	99
	Северо-Урен- гойское	294	0,7473	75	103	165	295	351	—	—	10,75	24,18	65,07	107
Заплярное	187	0,7380	46	71	126	265	293	0,0098	—	9,87	28,79	61,34	101	
Красноярский край	БТ <sub>2-3</sub>	139	0,7310	36	64	136	190	300	Следы	—	6,74	29,56	63,70	100
	БТ <sub>6-8</sub>	164	0,7570	30	61	125	278	330	0,0016	Следы	7,55	25,45	67,00	99
	БТ <sub>10</sub>	178	0,7392	43	58	129	263	340	0,011	0,012	7,37	15,10	77,58	102
	БТ <sub>11</sub>	188	0,7507	40	58	128	284	300	0,014	0,095	17,69	35,27	47,04	104
	Соленское	39	0,7910	104	113	147	237	300	—	—	6,0	60,40	33,60	111
Украинская ССР	105	0,7460	38	60	115	280	295	—	0,06	—	—	—	100	
Туркмен- ская ССР	Новотроицкое	415	0,7470	28	70	149	281	325	—	0,25	25,0	35,0	40,0	120
	Тимовьевское	374	0,7878	33	69	190	360	360	—	0,58	27,0	32,0	41,0	135
	Шатлык- ский	12	0,7578	82	117	186	267	318	0,002	—	9,7	9,4	80,9	—
	Бурдешик	30	0,7739	80	118	190	259	306	—	—	20,4	33,4	46,2	—
	Гутуртли	20	0,7866	96	117	161	257	297	0,03	—	29,6	32,3	38,1	137
Даулетабад- Донмез	Нап	31	0,7817	84	107	152	258	308	0,01	—	26,3	29,6	44,1	136
	Ачак	16	0,7652	96	135	170	242	276	0,03	—	20,5	35,3	63,2	139
	Кирчили	58	0,7884	77	96	140	295	360	—	—	31,0	29,0	40,0	125
Даулетабад- Донмез	15,9	0,7989	124	136	237	355	360	—	—	15,0	20,0	65,0	160	

Н.Б. Вассоевич, В.И. Высоцкий и другие исследователи газоконденсатную зону показывают ниже главной зоны нефтеобразования и выше зоны высокотемпературного метана. Граница главной зоны нефтеобразования и зоны образования газоконденсата при этом определяется на глубине от 2,5 до 5 км. Такой большой интервал обусловлен термическим режимом и геологической историей различных седиментационных бассейнов, условиями генерации, миграции и сохранения углеводородов.

А.Л. Козлов [14] выделяет две зоны образования газоконденсатных смесей: нижнюю — на глубине 3–6 км и верхнюю — на глубине 1,5–3 км, а в некоторых случаях и в более широком диапазоне. Эти газоконденсатные зоны разделены нефтяной зоной, в которой могут встречаться газоконденсатные залежи, учитывая, что углеводородные смеси любого происхождения будут газоконденсатными, если только соотношения низко- и высококипящих углеводородов при фактических пластовых температурах и давлениях окажутся соответствующими.

В отличие от представлений А.Л. Козлова, И.С. Старобинец, а также В.И. Ермолкин, В.И. Ларин, З.А. Табасаранский выделяют первичные и вторичные газоконденсатные смеси [24]. Формирование состава первичных газоконденсатных скоплений обусловлено прежде всего составом исходного ОВ и степенью его метаморфизма, их образование не связано с переформированием нефтегазовых скоплений.

Первичные залежи распространены на глубинах 2500–4500 м и более, характеризуются пластовым давлением 25–50 МПа, температурой 95–150 °С, повышенным содержанием ароматических УВ и конденсата 50–200 г/м<sup>3</sup>. Первичные газоконденсатные залежи в районах развития нефтяных залежей обычно расположены под ними или по региональному погружению от них (НГБ Южно-Каспийский, Галф-Кост, Пермский, Амударьинский и др.).

Вторичные газоконденсатные скопления распространены на средних глубинах (1500–3000 м) в пределах главной зоны нефтеобразования, характеризуются пластовыми давлениями 15–30 МПа, температурой 60–90 °С, содержанием конденсата 80–500 г/м<sup>3</sup>. Залежи в большинстве своем нефтегазоконденсатные (Западная Сибирь, Мангышлак, Восточное Предкавказье и др.).

Кроме указанных типов, И.С. Старобинец на небольших глубинах (700–1800 м) выделяет вторично-миграционные залежи и относит к ним газоконденсатные залежи Березовского района Западной Сибири, меловых отложений Бухарской ступени Амударьинской впадины, Центрально-Каракумского свода и др. Разделение первичных и вторичных газоконденсатных залежей можно проводить по соотношениям  $C_2/C_3$  и  $100C_2/C_3 + C_4$ , которые имеют значения соответственно более 3,9 и более 280 для первичных и менее 3 и менее 210 для вторичных.

Проведенный анализ размещения газоконденсатных залежей в пределах нефтегазоносных территорий СССР показал их широкое распро-

странение на глубинах от 600–800 до 5000 м и ниже. Среднее содержание конденсата в газе на глубинах 1000–2000 м составляет 49 г/м<sup>3</sup>, 2000–3000 м — 131 г/м<sup>3</sup>, 3000–4000 м — 96 г/м<sup>3</sup>.

Азот является наиболее распространенным из неуглеводородных компонентов природного газа. Он слабо растворяется в нефти и воде по сравнению с другими компонентами газа, что обуславливает его высокие миграционные свойства, опережение при миграции других газообразных компонентов.

В большинстве районов среднее содержание азота в газе не превышает 5 %, имеются крупные нефтегазоносные комплексы практически безазотного газа, например продуктивная толща Южного Каспия и др., но известны районы аномально высоких концентраций азота, достигающих в отдельных месторождениях 90–99 % всего состава газа. Такие концентрации азота наблюдаются, например, в северных и северо-западных районах Волго-Уральской области, Чу-Сарысуйской синеклизе, Североморской впадине, районах Скалистых гор и др.

Накопление азота в составе газов обусловлено процессами катагенетического преобразования ОВ, метаморфизма осадочных пород, разрушения азотных соединений нефти при ее окислении, поступлением его из атмосферы и из мантии. Проведенные М.М. Богдановым и С.М. Гуревой расчеты баланса образования азота из ОВ и осадочных пород для нижне-, среднекаменноугольных отложений Верхнекамской впадины [2] показали, что за счет катагенеза ОВ образовалось 15 %, при метаморфизме осадочных пород — 82 % (с учетом потерь при миграции и диффузии из залежей) и 3 % от суммарного количества азота — за счет азота воздушного происхождения. Авторы отмечают также, что предпосылки для различий в составе газов закладываются в диагенезе. Так, в карбонатных толщах Восточно-Европейской платформы при сапропелевом неокисленном ОВ, находящемся на стадии ПК<sub>1</sub>, содержание азота достигает 90–70 % и уменьшается до 55–20 % к стадиям МК<sub>2</sub>–МК<sub>3</sub> и до 10–50 % к МК<sub>5</sub>. Для сапропелево-гумусового неокисленного ОВ в терригенных породах на стадии ПК<sub>3</sub> доля азота в газах составляет 70–50 %, при МК<sub>2–3</sub> — 40–20 %, МК<sub>5</sub> — 10–5 %.

В Северноморском нефтегазоносном бассейне высокоазотные газы приурочены к красноцветным отложениям нижней перми, перекрытым мощными соленосными отложениями цехштейна. Многие исследователи связывают их образование с процессами углефикации в подстилающей угленосной свите карбона и термическим изменением рассеянных азотистых органических соединений в глинах.

С.П. Максимов и др. (1975 г.) отмечают, что залежи азотных газов чаще всего приурочены к окраинным частям НГБ, их образование обусловлено источниками генерации азота, а также последующими процессами изменения состава газа при миграции, формирования и разрушения залежей, ведущих к накоплению азота. Так, в Верхнекамской впадине залежи высокоазотных газов выявлены в газовых шапках Чутырско-Ки-

енгопского, Красногорского, Восточно-Красногорского и других месторождений в отложениях среднего карбона. Содержание азота в газе 70–90 %, диоксида углерода 0,1–3 %, углеводородов до 30 %.

Ф.Е. Сеницын и В.И. Карпов (1980 г.) в Чу-Сарысуйской синеклизе выделяют две зоны с высоким содержанием азота: азотно-метановых газов на глубинах более 3,5 км и с палеотемпературой более 350 °С и метано-азотных газов на глубинах до 3,5 км и палеотемпературой 270–300 °С. Образование высокоазотных газов объясняется деструкцией углеводородов в условиях высоких температур.

Азот, как полезный компонент природных газов, при высокой концентрации может иметь самостоятельное практическое значение и использоваться в народном хозяйстве в жидком и газообразном состоянии.

Диоксид углерода широко распространен в природе и присутствует в атмосфере, в природных газах осадочной толщи, в газах, образующихся при вулканической деятельности и интенсивном метаморфизме пород. Для него характерна высокая растворимость в воде. Концентрации диоксида углерода в газах газовых, газоконденсатных, газонефтяных залежей колеблются от долей процента до 10–15 %, в ряде случаев достигая значений 90–98 % (впадины Скалистых гор, Паннонский бассейн, бортовые зоны Западной Сибири и др.). Так, на месторождении Михайли (Паннонский НГБ, Венгрия) газ содержит 95 % CO<sub>2</sub> и 4,5 % CH<sub>4</sub>, на Веселовском и Межовском месторождениях в Западной Сибири концентрация CO<sub>2</sub> в свободных газах на глубинах 2,1–1,3 км (верхняя юра) достигает соответственно 85 и 97 %, на Астраханском своде в карбонатах среднего карбона – 19 %.

В бассейне Делавер Вал-Верде (Западный Техас, США) концентрации CO<sub>2</sub> в кембрийско-ордовикских доломитах свиты элленбергер на месторождении Элсинор составляют 100 %, Тойа – 98 %, Броун Бассет – 50 %, Паккет – 40 %. При этом исследователи [42] отмечают взаимосвязь наиболее высоких концентраций CO<sub>2</sub> с магматическими интрузиями свода Диабло и поднятия Маратон, концентрация CO<sub>2</sub> уменьшается по мере удаления от доломитов свиты элленбергер, а также в горизонтальном направлении с удалением от интрузий.

Многообразие источников CO<sub>2</sub> обуславливает его широкое распространение. Образование CO<sub>2</sub> в осадочных породах связывается со следующими процессами: катагенезом и диагенезом ОВ, каталитическим декарбоксилированием, поствулканическими процессами, термокаталитическим превращением ОВ или гидролизом ОВ и т.д. По мнению ряда исследователей (Дж. Хант и др.), основным источником CO<sub>2</sub> в осадочных отложениях является органическое вещество, содержащее кислородные функциональные группы. При его термокаталитическом разложении образуется CO<sub>2</sub> и H<sub>2</sub>O,

Изотопный состав углерода CO<sub>2</sub> варьирует от –3,6 до +2,7 %, при этом для диоксида углерода глубинного происхождения характерен изотопный состав ( $\delta^{13}\text{C}$ ) от –0,7 до +2,7 %, для зон катагенеза – от –3,0

до –1,6 % и для небольших глубин, связанных с деятельностью метанообразующих бактерий, – от –3,6 до +0,1%. Ряд исследователей отмечает, что легкий изотопный состав характерен для небольших, до 5 %, концентраций CO<sub>2</sub>, а тяжелый дает основание прогнозировать высокие его концентрации.

Р.Г. Панкина и др. [25] при исследовании углерода CO<sub>2</sub> Астраханского месторождения получили повышенные значения  $\delta^{13}\text{C}$  CO<sub>2</sub> для свободных газов (от +0,16 до +0,5 %) и для водорастворенных (от +0,89 до +1,35 %). Эти авторы считают, что тяжелый изотоп CO<sub>2</sub> в пределах Астраханского свода мог образоваться только за счет гидролиза водорастворенных карбонатов. Основными поставщиками диоксида углерода являются глинизированные и песчаные разности карбонатных пород, развитые на южном крыле Астраханского свода.

Диоксид углерода, как полезный компонент природного газа, имеет большое практическое значение при его закачке в нефтяную залежь, так как это повышает коэффициент нефтеотдачи.

Сероводород – один из ценных компонентов природного газа – служит источником получения газовой серы. Он хорошо растворим в воде. Концентрации сероводорода в природных газах колеблются от 0,01 до практически 100 %. В СССР выявлено более 70 месторождений сероводородсодержащего газа, наиболее высокие концентрации сероводорода отмечены в газе месторождений Астраханское (24,4 %), Исимовское (6,0 %), Беркутовское (5 %), Саратовское (5,5 %), Оренбургское (1,5–4,0 %), Карачаганак (4,0 %), Уртабулак (5,0 %), Самантепе (6,5 %) и др.

За рубежом значительные концентрации сероводорода установлены в газах месторождений Аквитанского НГБ – Лак 15,3 %, Западно-Канадского НГБ – Харматтан 53 %, Уотертон 25 %, Кроссфилд 24–33 %, Внутреннего Соленосного НГБ (США) – Томасвилл 21,3 %, Блек-Крик 77 %, Блек-Джек 14,3 % и т.д. Максимальная концентрация сероводорода (99 %) зафиксирована в бассейне Галф-Кост (США) в скв. 1 Меррей Франклин на глубине 5721 м при пластовой температуре 210 °С.

Около 87 % месторождений и промышленных проявлений сероводородсодержащих газов из более чем 300 известных в мире сосредоточено в карбонатных коллекторах. Месторождения сероводородсодержащего газа в терригенных коллекторах в большинстве случаев имеют отчетливую связь с регионально сероводородсодержащими карбонатно-эвапоритовыми комплексами. Выяснение условий образования сероводорода во многом определяет направление путей поиска высокосернистых газов и, следовательно, имеет существенное практическое значение. Имеется ряд гипотез происхождения сероводорода: микробальное и химическое восстановление сульфатов, разложение серосодержащих соединений нефти и рассматриваемого органического вещества, реакции с участием элементарной серы и поступление сероводорода в осадочную толщу мантии. Дж. Хант [42] считает, что источником сероводорода в залежах является

ся термическое изменение сернистых органических соединений в материнских породах и коллекторах и термокаталитическое восстановление сульфатов в пластовых водах на контакте с УВ залежей. Однако эти процессы становятся интенсивными только при температурах около 100 °С. А.Л. Козлов, выделяя ниже зоны высокотемпературного метана зону кислых газов, отмечает, что углеводороды, в том числе метан, при температуре 200–400 °С, взаимодействуя с водой, образуют CO<sub>2</sub> и водород, который диффундируя, мигрирует в верхние пласты, где осуществляет реакцию гидрогенизации нефти с превращением ее в CH<sub>4</sub>. При наличии сульфатов водород образует сероводород.

Н.Б. Валитов, изучая баланс углеводородов и сульфатов при формировании месторождений самородной серы и зон серной минерализации, считает, что самородная сера образуется при восстановлении сульфатов до сероводорода углеводородами нефти при участии сульфатредуцирующих бактерий с последующим окислением сероводорода до элементарной серы. Р.Г. Панкина и др. [25], на основании изотопно-геохимических исследований сероводорода и диоксида углерода в составе углеводородных скоплений, выделяют две генетические ветви кислых газов. Первая характеризуется низкими концентрациями сероводорода и CO<sub>2</sub> (менее 2 и 5 % соответственно), относительно легким изотопным составом серы и углерода и довольно широким разбросом значений δ<sup>34</sup>S и δ<sup>13</sup>C. Газы этой ветви приурочены к зоне умеренных температур и имеют бактериальное происхождение. Газы второй генетической ветви характеризуются высокими содержаниями кислых газов, относительно тяжелым изотопным составом серы в H<sub>2</sub>S и углерода в CO<sub>2</sub>. Газы этой ветви имеют abiогенное происхождение и обусловлены физико-химическими процессами, протекающими в зоне повышенных температур.

Исследованиями, проведенными во ВНИИГАЗе Г.И. Амурским, Н.Н. Соловьевым и др. [45], показано, что накопление сероводорода в крупных НГБ может быть обеспечено только таким процессом, который отвечает следующим условиям: 1) объем исходных продуктов, участвующих в образовании сероводорода, должен быть практически неисчерпаем; 2) их распространение не должно зависеть от термобарических параметров, в которых находятся вмещающие отложения; 3) интенсивность процесса должна увеличиваться с глубиной (с повышением температуры); 4) масштаб генерации сероводорода должен многократно превышать его суммарные ресурсы в существующих залежах газа и нефти. Эти условия полностью выполняются только в сульфатно-термохимическом процессе, при котором образование сероводорода происходит путем высокотемпературного восстановления сульфатов пород и пластовых вод углеводородами и органическим веществом. Показательно, что изотопный состав серы сероводорода и сульфатов для большинства крупнейших месторождений с повышенным содержанием сероводорода в составе природного газа не имеет принципиальных различий. Е.Я. Гав-

рилов, Г.И. Теплинский и М.Г. Осипова [6] считают, что наиболее вероятным механизмом образования крупных скоплений сероводорода является химическая редукция сульфатов, которая в природных условиях сопровождается небольшим изотопным фракционированием. Авторы отмечают, что редукция сульфатов различными органическими соединениями, включая даже чистые углеводороды, протекает довольно быстро при температуре выше 300 °С в присутствии сероводорода или других восстановленных форм серы, которые являются катализаторами процесса.

Значительные масштабы генерации сероводорода в зонах высоких температур определяются не только благоприятными условиями его накопления и сохранности, но и возможностью поступления в систему водорода, который может ускорить процессы abiогенной сульфатредукции. Водород образуется при различного рода процессах, протекающих в осадочном чехле, однако основные объемы водорода имеют глубинный генезис. Наиболее активное поступление атомарного водорода имеет место в зонах поддвига литосферных плит, где создаются оптимальные условия для выделения больших количеств углеводородных и неуглеводородных газов. Высокосернистые газы связаны в основном с газовыми и газоконденсатными залежами, что обусловлено как особенностями генерации сероводорода, так и рядом деструктивных факторов. Так, например, в пределах краевой зоны Восточно-Европейской платформы сероводородсодержащие газы с концентрацией сероводорода до 1 % сосредоточены на глубинах 500–2300 м, с концентрацией 1–5 % – на глубинах 1700–4100 м и более 5 % – на глубинах ниже 3500 м. Доля запасов газа с концентрацией сероводорода более 5 % составляет около 30 % от общих разведанных ресурсов газа Восточно-Европейской платформы (рис. 2).

В работах многих исследователей отмечалась опосредованная связь концентрации сероводорода и диоксида углерода, что в ряде случаев объясняется сходными условиями их генерации и аккумуляции. Проведенный И.Б. Кулибакиной и В.И. Старосельским [18] анализ материалов по сероводородсодержащим газам Предуральского прогиба показал, что в малосернистых и бессернистых газах концентрация CO<sub>2</sub> не превышает 0,5 %, тогда как в сернистых и высокосернистых газах значительно выше – 3,0–6,5 %. Доля диоксида углерода в сумме кислых для малосернистых газов составляет свыше 50–80 %, для высокосернистых – 12–55 %. Следует отметить, что нижним пределом целесообразности промышленного получения газовой серы является соотношение сероводорода и диоксида углерода, равное 0,2.

Более сложный характер носит зависимость между концентрацией в газах сероводорода и гомологов метана (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> + высш.). Газы с концентрацией сероводорода менее 1 % связаны с углеводородными скоплениями, где сумма тяжелых углеводородов 5–6 % и выше, тогда как в залежах высокосернистых газов (сероводорода более 5 %) она обычно не

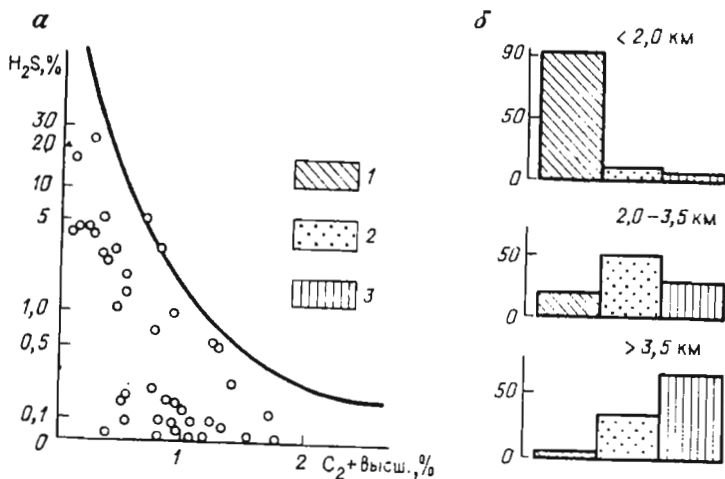


Рис. 2. Распределение концентраций сероводорода в газах краевой части Восточно-Европейской платформы (составили И.Б. Кулибакина, В.И. Старосельский).

Зависимость: а – от содержания гомологов метана, б – от глубины залегания продуктивного комплекса; концентрация  $H_2S$  %: 1 – до 1, 2 – 1–5, 3 – больше 5

превышает 3–5 %. Наиболее четко обратная зависимость прослеживается между содержанием сероводорода и этана.

Можно наметить обратную связь содержания в газах сероводорода и азота (хотя и не повсеместную), что объясняется различными условиями их генерации: высокие концентрации азота приурочены к наиболее стабильным участкам древних докембрийских платформ, а залежи сероводородсодержащих газов обычно связаны с мобильными краевыми зонами платформ, неоднократно испытывавшими тектонические подвижки.

Отмеченная приуроченность зон распространения высокосернистых газов к наиболее мобильным участкам зон континентов прослеживается не только на Восточно-Европейской платформе, но и на Северо-Американском континенте (в надвиговом поясе Скалистых гор).

Гелий имеет промышленную ценность в группе инертных газов. Гелийсодержащие газы с концентрацией  $He$  0,010–0,015 % широко распространены в мезозойских отложениях молодых платформ (Западная Сибирь, Средняя Азия, Предкавказье). Более высокие концентрации  $He$  – от 0,035 % и выше, характерны для гелийсодержащих газов палеозойских отложений древних платформ (Тимано-Печорский регион, Урало-Поволжье, Днепровско-Донецкая впадина, Восточная Сибирь, Чу-Сарысуйская синеклиза), особенно для газов с высоким содержанием азота. В межгорных впадинах и зонах глубокого прогибания земной коры фоновые значения гелия составляют 0,005–0,010 %.

Вопросы геологии и геохимии гелия подробно освещены в работах В.П. Савченко, А.Л. Козлова, В.В. Белоусова, Е.Я. Гаврилова, Г.И. Теплинского, В.В. Тихомирова, В.П. Якуцени, И.Н. Яницкого и др.

Основным источником аргона в осадочной толще является радиоактивный распад  $^{40}K$ . Концентрации аргона в свободных газах составляют 0,001–1,0 % при фоновых значениях 0,01–0,03 %. Для палеозойских отложений характерно более высокое содержание аргона – 0,009–0,065 %, для мезозойских – 0,01–0,02 % и для кайнозойских – менее 0,01 %. Максимальные концентрации аргона и гелия, как правило, приурочены к одним и тем же месторождениям, в связи с чем высокие концентрации радиогенного аргона могут служить поисковым признаком гелиеносных газов.

В природных газах газовых и газонефтяных месторождений и нефтях встречаются концентрации ртути, представляющие промышленный интерес. Содержание ртути изменяется от  $1 \cdot 10^{-8}$  до  $3 \cdot 10^{-3}$  г/м<sup>3</sup>, но всегда выше, чем в атмосфере. Известна высокая ртутоносность газовых месторождений Гронинген в Нидерландах ( $180 \cdot 10^{-6}$  г/м<sup>3</sup>), Зальцведель-Пекензен в ГДР, Острова Великопольского в ПНР ( $40\text{--}60 \cdot 10^6$  г/м<sup>3</sup>), ряда месторождений ФРГ (до  $450 \cdot 10^{-6}$  г/м<sup>3</sup>), ртутого пояса в Калифорнии и нефтяного поля Цимрик в США.

На месторождении Гронинген производится промышленное извлечение ртути из природного газа. В СССР высокие концентрации ртути в газе отмечены [23] в Днепровско-Донецкой впадине (Опошнянское, Гадячское, Боровское и другие месторождения), Ставропольском своде, Западном Узбекистане (Учкыр, Култук и др.). Существующие данные о распределении ртути в газах позволяют полагать, что ртутоносность газов обусловлена приуроченностью месторождений к глубинным структурам Земли и отражает глубинные геологические процессы, происходящие на данном участке земной коры [23].

В природных газах, кроме сероводорода, могут присутствовать и другие серосодержащие соединения: меркаптаны, серооксид углерода, сероуглерод, тиозфиры, дисульфиды и т.п.

Меркаптаны присутствуют практически во всех серосодержащих газах и конденсатах. Так, в газе Оренбургского месторождения меркаптановой серы – 450 мг/м<sup>3</sup>, в газовом конденсате – до 1 % по массе. Меркаптаны имеют резкий специфический запах, токсичны, коррозионно-активны, в связи с чем ограничивается содержание меркаптановой серы до 36 мг/м<sup>3</sup> в газах топливных коммунально-бытового назначения. Для извлечения меркаптанов из газа применяют в основном абсорбционный (на молекулярных ситах) и щелочной способы. Меркаптаны применяются в химической промышленности и для одорации не обладающих запахом вредных газов.

## 1.2. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ ПО ХИМИЧЕСКОМУ СОСТАВУ

Для планирования развития сырьевой базы газоперерабатывающей промышленности необходим учет как всего природного газа, так и его ценных компонентов, составление карт распространения газов определенного химического состава. В связи с этим возникает необходимость создания номенклатуры и классификации состава газов в зависимости от содержания в них отдельных компонентов.

В отечественной литературе опубликовано более 20 классификационных схем, в основу которых положены различия генезиса и условий нахождения газов в природе, химического состава. Первая классификация природных газов была дана В.И. Вернадским в 1912 г. По морфологии им выделены две группы: 1) газы в свободном состоянии; 2) жидкие и твердые растворы газов. По химическому составу и условиям нахождения выделены три группы газов: 1) земной поверхности; 2) связанные с высокой температурой; 3) проникающие в земную кору.

В 1932 г. И.М. Губкин подразделил природные газы Апшерона на метановые, азотно-метановые, углекисло-азотисто-метановые, азотистые и углекислые. В том же году В.А. Соколов по химическому составу выделил газы трех основных типов: 1) углеводородный, 2) углекислый, 3) азотный.

В предложенной Н.А. Еременко и С.П. Максимовым классификации, которая охватывает наиболее часто встречающиеся в природе газы, выделено десять классов газа: 1) углеводородные, 2) углеводородно-углекисло-азотные, 3) углеводородно-азотные, 4) углеводородно-углекислые, 5) азотные (воздушные), 6) азотно-углеводородно-углекислые, 7) азотно-углекислые, 8) углекислые, 9) углекисло-углеводородные, 10) равновесные углеводородно-углекисло-азотные.

Схемы классификации природных газов, касающиеся главным образом углеводородной их части, предложены К.П. Кофановым, В.Ф. Никоновым, И.С. Старобинцем, В.И. Ермаковым, В.Е. Нарижной, Л.М. Зорькиным и др.

В.И. Ермаков (1965 г.) для месторождений Предкавказья выделил газы пяти типов: 1) углекисло- и азотно-метановый, 2) метановый, 3) метановый с тяжелыми гомологами, 4) метановый с повышенным содержанием тяжелых гомологов и негорючих газов, 5) углекисло- и азотно-метановый с повышенным содержанием тяжелых гомологов. Газы указанных типов характерны для газовых (1, 2), газоконденсатных (3, 5), газонефтяных и нефтяных (3, 4, 5) месторождений. Содержание метана в них колеблется в пределах 65–100 %, гомологов метана – 0–60 %, негорючих газов – 0–50 %. По соотношению компонентов тяжелых углеводородов в работе выделяются газы трех подтипов: 1) этановый, 2) пропан(бутан)-этановый, 3) бутан-пропановый. И.С. Старобинец [36] по соотношению метана и его гомологов выделяет следующие типы газов: сухие с содержанием  $C_2$  + высш. – 0–5 %, полу-

жирные – 6–15 %, жирные – 11–25 %, высокожирные – более 25 %. В этой же работе предлагается и индексация для конденсатных и сероводородсодержащих газов.

В.И. Старосельский (1974 г.) в составе газа месторождений Сахалина выделил газы четырех типов: 1) метановый ( $CH_4$  от 93 до 99 %, сумма тяжелых углеводородов от 0 до 4 %, сумма негорючих 0,1–5 %), 2) метановый с повышенным содержанием тяжелых гомологов ( $CH_4$  82–95 %, сумма гомологов 4–12 %, негорючих 0,1–4 %), 3) метановый с тяжелыми гомологами ( $CH_4$  68–87 %, сумма гомологов 12–25 %, негорючих до 7 %), 4) углекисло-метановый с повышенным содержанием тяжелых гомологов ( $CH_4$  от 65 до 90 %, сумма гомологов до 12 %, негорючих 4–12 %).

Были отмечены определенные закономерности в распределении газов различного типа на территории Северного Сахалина, заключающиеся в увеличении сухости газов при удалении от депрессионных зон.

В.Е. Нарижная (1976 г.) при изучении состава газов Средней Азии выделила следующие классы газов: углеводородный, сероводородный, сероводородно-углекисло-углеводородный, углекисло-сероводородно-углеводородный, сероводородно-азотно-углеводородный, углекисло-азотно-углеводородный, сероводородно-углекисло-азотно-углеводородный.

Углеводородные газы по содержанию гомологов метана В.Е. Нарижная подразделяет на пять типов: 1) метановый (сумма гомологов метана до 1 %), 2) сухой (1–5 %), 3) легкий (5–10 %), 4) тяжелый (10–15 %), 5) весьма тяжелый (более 15 %). По неуглеводородному составу выделяется восемь типов газов в соответствии с содержанием: очень низкое, пониженное, среднее, повышенное, весьма повышенное, высокое, весьма высокое.

И.С. Старобинец, В.Е. Нарижная, Л.М. Зорькин и другие исследователи рекомендуют записывать состав газа в виде псевдодробы с указанием возраста отложений, средней глубины, содержания компонентов и других параметров.

Указанные выше классификации по химическому составу газа, несомненно, дают информацию о его составе, но они в ряде случаев представляются излишне детальными, трудными в практическом применении. Кроме того, они не учитывают специфику состава газа газовых и газоконденсатных месторождений, где сумма гомологов метана в основном не превышает 10 %. Они не содержат также оценки состава газа по содержанию этана с точки зрения его промышленного использования.

Статистическая обработка примерно 700–800 анализов пластовых газов, проведенная автором по составу как углеводородных, так и неуглеводородных компонентов в свободных и растворенных газах, позволила выявить характерные особенности их соотношения для газовых, газоконденсатных, нефтьгазоконденсатных и нефтяных залежей. Основным компонентом, генетически наиболее близким к метану, является

этан. Пропан, бутан и более тяжелые гомологи характерны для газоконденсатных, нефтегазоконденсатных и нефтяных залежей.

Газовые залежи характеризуются содержанием метана от 90 до 100 %, суммой тяжелых углеводородов до 5 %, доля этана в сумме этана, пропана, бутанов составляет 80–100 %, пропана 1–15 %, бутанов 1–5 %. Газоконденсатные залежи характеризуются содержанием метана 70–90 %, суммой тяжелых углеводородов 5–15 %, доля этана в сумме этана, пропана, бутанов ( $C_2-C_4$ ) составляет 60–80 %, пропана 15–35 %, бутанов 5–15 %. Нефтегазоконденсатные залежи содержат до 30 % гомологов метана, доля этана составляет 40–60 %, пропана 20–40 %, бутанов 10–25 %. Концентрация тяжелых углеводородов в нефтяных залежах достигает 70 % и более, доля этана в сумме  $C_2-C_4$  составляет 10–50 %, пропана 30–50 % и бутанов 15–40 %.

Распределение по подгруппам неуглеводородных компонентов обусловлено в основном технико-экономическими показателями их промышленного использования. Так, высокое содержание азота, диоксида углерода, сероводорода при глубокой переработке природного газа обуславливает их практическое применение в различных отраслях промышленности.

Современный технический уровень развития газопереработки определяет минимально рентабельный состав газа с содержанием этана в газе 3 % и более. Это положение легло в основу предлагаемой нами классификации (рис. 3).

В связи с большим многообразием соотношения в составе газов горючих и негорючих компонентов целесообразно для большей выразительности ввести буквенные обозначения (В.И. Старосельский, 1976 г.). В зависимости от увеличения содержания какого-либо компонента в газе около индекса ставится цифра от 1 до 4, причем цифра и свидетельствует о максимальной концентрации этого компонента. Так, по содержанию этана выделяются метановые типы газов ( $Э_1$ ) при концентрации компонента до 3%, этановые ( $Э_2$ ) – 3–6 %, этан-пропановые ( $Э_3$ ) – 6–9 %, пропан-бутановые ( $Э_4$ ) – более 9 %.

К бессернистым относятся газы, не содержащие сероводорода или с его концентрацией, не превышающей 2 г/100 м<sup>3</sup>. В связи с тем, что большинство газов не содержит сероводорода, не рекомендуется ставить индекс при его отсутствии.

Состав газа, с учетом указанных классификаций отдельных компонентов, может быть выражен суммой индексов. Так, например, высокометановые газы сеноманских отложений севера Тюменской области будут иметь суммарный индекс  $M_1T_1U_1A_1$ . Газ газоконденсатной залежи Средневилюйского месторождения ( $CH_4$  88,74, сумма тяжелых 9,37, азот 1,5, диоксид углерода 0,3 %) имеет индекс  $M_3T_2U_1A_1$ . Для газа нефтяной залежи Тарханского месторождения ( $CH_4$  36, сумма тяжелых 46, сероводорода 1,27, диоксида углерода 0,25, азота 16,31 %) индекс  $M_2T_4U_1A_4Cv_4$ . Газ Астраханского месторождения ( $CH_4$  46, 17,

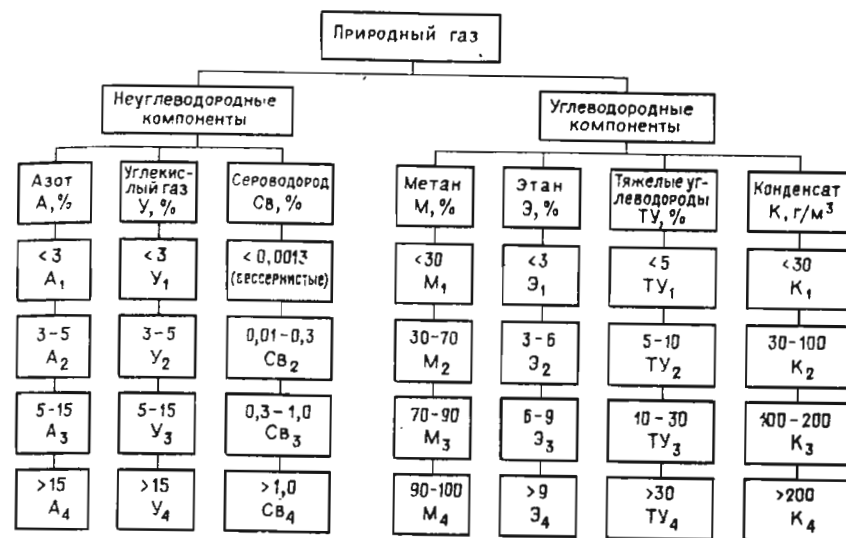


Рис. 3. Классификация и индексация природных газов по содержанию полезных компонентов

сумма тяжелых 8,72, азот 1,98, диоксид углерода 18,66, сероводород 24,44 %, конденсат 417 г/м<sup>3</sup>) имеет индекс  $M_2T_2U_3A_1Cv_4K_4$ .

Как видно из приведенных примеров, газ газовых, газоконденсатных и нефтяных залежей имеет определенный суммарный индекс. По соотношению метана и его гомологов газовые залежи имеют индекс  $M_4T_1$ , газоконденсатные и газонефтяные –  $M_4T_2$ ,  $M_3T_2$ , нефтяные –  $M_3T_3$ ,  $M_2T_3$ ,  $M_1T_4$ ,  $M_2T_4$ . Индексация составов природных газов позволяет строить карты распространения природных газов определенных индексов, а также дает более обоснованные величины при определении среднего содержания полезного компонента при оценке газовых ресурсов.

## Глава 2

### ОСНОВНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ КОМПОНЕНТОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Прогнозирование зон распределения газов с повышенным содержанием гомологов метана включает в себя геолого-геохимический анализ размещения в недрах углеводородных компонентов природного газа, а также изучение мировых газовых ресурсов по тектоническим элементам, стратиграфическим комплексам, глубинам, коллекторам, покрышкам и т.д. При этом анализ мировых ресурсов газа предусматривает изучение состава углеводородной фракции, распределение ре-



сурсов в зависимости от термобарических условий и составов газа и на их основе выделение зон газообразования и газонакопления в пределах крупных геотектонических элементов.

Во многих нефтегазоносных бассейнах нашей страны и за рубежом основные закономерности размещения залежей и месторождений нефти, газа и газоконденсата заключаются в определенной и последовательной смене вниз по разрезу осадочного чехла газовых залежей газонефтяными, нефтяными, нефтегазоконденсатными, газоконденсатными и снова газовыми. Вертикальная зональность различных типов залежей в значительной мере предопределяется вертикальной зональностью генерации УВ, принципиальные генетические схемы которой разработаны И.В. Высоцким, В.Б. Олениным, В.А. Соколовым, С.П. Максимовым, Н.Б. Вассоевичем, А.Л. Козловым, В.И. Ермаковым, В.Ф. Раабеном и другими исследователями.

По данным И.В. Высоцкого и Е.В. Кучерука, к настоящему времени в мире выявлено 432 нефтегазоносных и перспективных в нефтегазоносном отношении осадочных бассейнов. Из них в 159 (37 %) максимальная мощность осадочной толщи превышает 4,6 км, а в 92 бассейнах (21 %) она составляет более 6 км. В СССР ряд НГБ имеют мощность осадочной толщи, превышающую 10 км: Днепровско-Донецкий, Афгано-Таджикский, Терско-Каспийский, Каракумский, Волго-Уральский, Южно-Каспийский, Прикаспийский и др.

Как вертикальная зональность, так и распространение зон газов сложного состава контролируется геотектонической приуроченностью нефтегазоносных бассейнов к платформенным или геосинклинальным областям, а в пределах самих НГБ – термобарическими и другими условиями. При погружении отложений на ранних стадиях преобразования ОВ (диагенез, протокатагенез) основным продуктом является газ (метан). С увеличением глубины погружения материнской свиты ОВ начинает отдавать жидкие УВ, которые выносятся в коллекторы, вероятно, растворенными в сильно сжатых газах и в водах поровых пространств материнских свит. Такова общая схема формирования залежей УВ, разработанная многими исследователями. Однако соотношение газообразных и жидких УВ в различных НГБ будет неодинаково и определяется формационным составом нефтегазопроизводящих отложений, стадиями катагенеза ОВ, процессами латеральной и вертикальной миграции, приводящими к перераспределению газа, генерированного в нефтегазопроизводящих толщах. В процессе миграции газ в зависимости от геолого-геохимических условий может обогащаться неуглеводородными компонентами, что приводит к довольно пестрой картине распределения залежей УВ и составов газов в осадочном чехле многих нефтегазоносных бассейнов.

Разведанные запасы газа капиталистических и развивающихся стран по состоянию на начало 1988 г. оценивались около 67,2 трлн. м<sup>3</sup>, к этому времени суммарная добыча газа из недр в целом по миру составила 43 трлн. м<sup>3</sup>. Всего в мире открыто около 17 тысяч месторождений природного газа, из них с запасами более 30 млрд. м<sup>3</sup> – 240–280, что составляет 1,6 % всех месторождений.

Современный этап развития газовой промышленности характеризуется ростом разведанных запасов газа в мире, открытием новых крупных газовых месторождений, среди которых следует отметить месторождения Парс, Канган в Иране, Северо-Западный Купол в Катаре, Тролл в акватории Северного моря и др. В настоящее время 44,9 % запасов газа капиталистических и развивающихся стран сосредоточено в странах Ближнего Востока, 22,5 % – в странах Северной Америки (США, Канаде и Мексике). Динамика запасов газа приводится в табл. 4 по данным журналов "Petroleum economist", "Oil and Gas Journal" и др.

Товарная добыча газа в 1987 г. по миру составила 1891 млрд. м<sup>3</sup>. Основными газодобывающими странами являются: СССР, где добыча газа в 1987 г. составила 727 млрд. м<sup>3</sup>, США – 461 млрд. м<sup>3</sup>, Канада – 85 млрд. м<sup>3</sup>, Алжир – 43 млрд. м<sup>3</sup>, Нидерланды – 75 млрд. м<sup>3</sup> и Великобритания – 48 млрд. м<sup>3</sup>.

В странах Западной Европы запасы газа оценены на начало 1988 г. в объеме 5416 млрд. м<sup>3</sup>, из которых на долю Великобритании, Нидерландов и Норвегии приходится соответственно 644, 1770 и 2285 млрд. м<sup>3</sup>. Суммарные запасы газа этих стран составляют 86,8 % запасов Западной Европы. Запасы Великобритании и Нидерландов приурочены в основном к пермским отложениям (ротлигендес), представленным континентальными, преимущественно песчаными отложениями. Мощности продуктивных горизонтов изменчивы. На западе нефтегазоносной провинции, где сосредоточена большая часть выявленных запасов, мощность коллекторов колеблется от 60 до 240 м. Менее мощными коллекторами характеризуются разрезы восточной части провинции (ФРГ, ГДР, ПНР). В акватории Северного моря продуктивны также отложения триаса, юры, мела, палеоцена, эоцена.

Наиболее крупными газовыми месторождениями Великобритании являются Леман, Викинг, Индифатигейбл, Фригг и другие, расположенные в акватории Северного моря. Крупнейшее газовое месторождение Нидерландов Гронинген расположено в прибрежной части. Газ месторождений Северного моря характеризуется содержанием (%): метана 92,4–94,7, этана 3,0–3,8, пропана 0,5–0,9, бутанов 0,2–0,3, пентана и высших 0,1–0,2, азота 1,3–2,2, углекислоты 0,3–0,5; газ месторождения Гронинген имеет следующий состав (%): метан 81,3, этан 2,74, пропан 0,39, бутаны 0,14, пентан и высшие 0,10, азот 14,40, диоксид углерода 0,88, гелий 0,05, а также ртуть. Суммарный выход конденсата

Таблица 4

Динамика запасов газа в капиталистических и развивающихся странах

Регион	Запасы газа на начало года, млрд. м <sup>3</sup>							
	1971	1976	1981	1985	1986	1987	1988	
Америка	11756	10344	12992	13784	13638	13231	15155	
Северная	10069	8407	10357	10502	10267	10116	10159	
Центральная и Южная	1687	1937	2635	3282	3371	3115	4996	
Западная Европа	4185	3962	4268	5511	5409	5471	5416	
Ближний Восток	7561	17454	18410	25609	26150	26203	30183	
Юго-Восточная Азия, Дальний Восток, Австралия и Океания	1455	2513	4174	6393	6582	7440	9209	
Африка	5123	5837	5912	5884	5888	7081	7278	
Итого по капиталистическим и развивающимся странам	30080	40110	45756	57181	57667	59426	67241	

месторождений южной части бассейна Северного моря около 4–7 м<sup>3</sup> на 1 млн. м<sup>3</sup> газа.

Содержание жидких углеводородов в месторождениях норвежского сектора Северного моря (Экофиск, Западный Экофиск и др.) 80–200 г/м<sup>3</sup>. Нефтегазосность связана с карбонатными отложениями верхнего мела (дат-маастрихт) и палеоцена, залегающими на глубинах 3050–3300 м. На месторождении Код газосны также песчаники палеоцена на глубине 2900 м. Месторождения группы Экофиск содержат 282 млн. т нефти, 21 млн. т жидких углеводородов и 223 млрд. м<sup>3</sup> природного газа. На месторождении Статфюрд запасы нефти 337 млн. т, жидких углеводородов 17 млн. т, газа 50 млрд. м<sup>3</sup>. В северной части норвежского сектора нефтегазосность связана с юрскими отложениями. Запасы газа на месторождении Тролл оценены в 1300 млрд. м<sup>3</sup>, нефти 30 млн. т, на месторождении Галифакс-Саут запасы газа 93 млрд. м<sup>3</sup>, нефти 31 млн. т, Озеберг – соответственно 70 млрд. м<sup>3</sup> и 168 млн. т.

В странах Африки запасы газа оценены на начало 1988 г. в 7278 млрд. м<sup>3</sup>, из них на Алжир приходится 2950 млрд. м<sup>3</sup> и Нигерию 2407 млрд. м<sup>3</sup>. В Алжире наиболее крупным газовым месторождением является Хаси-Р'Мель с запасами около 2,0 трлн. м<sup>3</sup>. Содержание конденсата в газе этого месторождения – 210–250 г/м<sup>3</sup>. Добыча газа в Алжире в 1987 г. составила 43 млрд. м<sup>3</sup>, производство конденсата более 4 млн. т. Месторождения Нигерии преимущественно нефтяные и газонефтяные.

В последнее десятилетие значительно возросли запасы газа Ирана, на начало 1988 г. они составили 14000 млрд. м<sup>3</sup>. Такое увеличение запасов связано с открытием в средней части иранского побережья Персидского залива ряда крупных газоконденсатных месторождений. Так, в пределах суши открыто газовое месторождение Канган с достоверными и вероятными запасами газа 594 млрд. м<sup>3</sup>, в том числе с достоверными – 311 млрд. м<sup>3</sup>. В акватории залива в 8 км от берега в 1974 г. открыто газовое месторождение Парс площадью 453 км<sup>2</sup> с запасами газа 2124 млрд. м<sup>3</sup>. Продуктивными являются пермские отложения формации Хуфф, представленные известняками, доломитами и ангидритами, мощностью порядка 900 м и залегающие на глубине 2740–2990 м. Выявлены четыре газосных интервала с высокими пластовыми давлениями до 54 МПа. Дебиты газа до 1130 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Газ содержит 94 % углеводородов, сероводород. В территориальных водах Катара в 1972 г. также в пермских отложениях формации Хуфф открыто крупнейшее газоконденсатное месторождение Нортвуст-Дом (Северо-Западный Купол) с оценкой запасов газа 2,5 трлн. м<sup>3</sup>.

Начальные запасы учтенных нами 256 крупных месторождений природного газа оцениваются в 80,2 трлн. м<sup>3</sup>. Запасы нефти нефтяных месторождений также сосредоточены в небольшом их количестве. По данным М.Т. Халбоути, 187 крупнейших нефтяных месторождений с запасами более 70 млн. т каждое содержат 85 % мировых запасов нефти и обеспечивают большую часть добычи. Из 30 тыс. месторождений 37 наи-

более крупных содержат 51 % мировых запасов нефти (без СССР и социалистических стран).

Крупные и крупнейшие месторождения природного газа открыты в США, Канаде, Великобритании, Алжире, Нидерландах, Норвегии, Франции, Пакистане, Иране и других странах. Уникальные газовые месторождения (более 1 трлн. м<sup>3</sup>) открыты в СССР [9], Нидерландах (Гронинген), Алжире (Хасси-Р'Мель), Иране (Пазенун, Парс, Канган), США (Хьюгтон), Норвегии (Тролл). Основное количество крупных и крупнейших месторождений сосредоточено в Евразии – 184, в том числе на Ближнем Востоке 10 месторождений, в Северной Америке учтено 57 крупнейших месторождений, в Африке – 8, в Австралии и Океании – 7. Следует отметить, что в последние годы открыт ряд крупнейших нефтяных месторождений в Мексике (Бермудес, Чиконтепек и др.), содержащих крупные запасы растворенного газа и газа газовых шапок. Значительные запасы растворенного газа сосредоточены также в странах Персидского залива, в Южной Америке. Запасы газа 256 учтенных месторождений связаны с залежами свободного газа и в некоторых случаях – с газовыми шапками нефтяных месторождений. Оценки запасов газа крупнейших месторождений по опубликованным материалам зарубежной печати в ряде случаев неоднозначны. Сведения о начальных разведанных запасах газа месторождений зарубежных стран брались как по материалам справочных изданий СССР [7], так и по материалам периодических изданий за рубежом.

Большая часть учтенных крупнейших месторождений (121 из 256) расположена в пределах молодых платформ. В них заключено 44,0 трлн. м<sup>3</sup> газа, или 54,9 % запасов всех крупнейших месторождений. На молодые платформы приходится также 11 % начальных извлекаемых запасов нефти крупнейших месторождений.

На древних платформах выявлено 116 крупнейших месторождений с суммарными запасами 33,6 трлн. м<sup>3</sup> (41,9 %) (табл. 5). Древние платформы содержат 79 % запасов нефти крупнейших месторождений. Последние открыты на Восточно-Европейской, Африканской (бассейн Сирт-Ливия и месторождения Персидского залива) и Североамериканской платформы.

В межгорных впадинах альпийского пояса складчатости открыто 19 крупнейших месторождений с суммарными запасами 2,6 трлн. м<sup>3</sup>, что составляет 3,2 % от учтенных запасов крупнейших месторождений. К межгорным впадинам приурочены также 10 % запасов нефти крупнейших месторождений. В целом межгорные впадины характеризуются преимущественной нефтеносностью. Газ большей частью сосредоточен в газовых шапках или растворен в нефти. Крупнейшие месторождения газа и нефти выявлены в межгорных впадинах: Калифорнийской, Скалистых гор (США), залива Кука, Маракаибской (Венесуэла) и др.

Из общей величины учтенных запасов газа (80,2 трлн. м<sup>3</sup>) содержанием этана до 3 % характеризуются 34,6 трлн. м<sup>3</sup> или 43,2 % (метановые

Таблица 5  
Распределение начальных разведанных запасов газа основных месторождений мира по тектоническим элементам

Тектонические элементы	Запасы газа		В том числе с содержанием этана, %					
	млрд. м <sup>3</sup>	% <sup>1</sup>	<3		3–6		>6	
			млрд. м <sup>3</sup>	% <sup>2</sup>	млрд. м <sup>3</sup>	% <sup>2</sup>	млрд. м <sup>3</sup>	% <sup>2</sup>
Древние платформы	33577,0	41,8	5520,9	16,4	20899,9	62,2	7156,2	21,4
Предгерцинские и прегерцинские платформы	22568,5	28,1	2887,9	12,8	14617,0	64,8	5063,6	22,4
Внутриплатформенные платформы (авлакогены)	11008,5	13,7	2633,0	23,9	6282,9	57,1	2092,6	19,0
Молодые платформы	44000,0	54,9	28071,0	63,8	11475,0	26,1	4454,0	10,1
Центральные части платформ	40040,0	49,9	27825,0	69,5	8065,0	20,1	4150,0	10,4
Предгорные прогибы	3960,0	5,0	246,0	6,2	3410,0	86,1	304,0	7,7
Межгорные впадины	2623,0	3,3	1040,0	39,6	610,0	23,3	973,0	37,1
Итого	80200,0	100,0	34631,9	43,2	32984,9	41,1	12583,2	15,7

<sup>1</sup> Процент от общей суммы начальных разведанных запасов.

<sup>2</sup> Процент от запасов газа соответствующего тектонического элемента.

газы), содержанием 3–6 % – 33 трлн. м<sup>3</sup> или 41,1 % (этановые газы) и более 6 % – 12,6 трлн. м<sup>3</sup> или 15,7 % (этан-пропановые и пропан-бутановые газы).

На древних платформах по составу преобладают этановые (62,2 %) и пропан-бутановые (21,4 %) газы. Доля газов с содержанием этана до 3 % составляет 16,4 %. В пределах межгорных впадин запасы крупных месторождений с содержанием этана в газе до 3 % составляют 39,6 %, 3–6 % – 23,3 % и более 6 % 37,1 %.

Таким образом, анализ мировых ресурсов по содержанию этана в газе показывает, что газы с содержанием этана более 3 % превалируют над метановыми.

Основные запасы газа (47,1 трлн. м<sup>3</sup>, или 58,7 %) связаны с отложениями мезозоя, а в мезозойском комплексе – с отложениями меловой системы (табл. 6, рис. 4). В мезозойских отложениях крупные запасы газа сосредоточены на месторождениях Хасси Р’Мель, Хангирен, Дрейк-Пойнт, Тролл, Экофиск, Монро, Картидж и др.

Запасы газа палеозойских отложений составляют 25,4 трлн. м<sup>3</sup> или 31,7 % учтенных мировых запасов. Подавляющая часть запасов приурочена к отложениям перми, карбона и пермо-карбона. На отложения этого возраста приходится 23,8 трлн. м<sup>3</sup> или 93,7 % запасов газа палеозоя. В палеозойском комплексе крупные запасы газа сосредоточены на месторождениях Оренбургское, Астраханское, Карачаганак, Вуктыльское, Парс, Канган, Северо-Западный Купол, Гиджалпа, Мумба, Леман, Индифатигейбл, Викинг, Мокейн-Лаверн, Прадхо-Бей, Хьюгтон-Панхэндл и др.

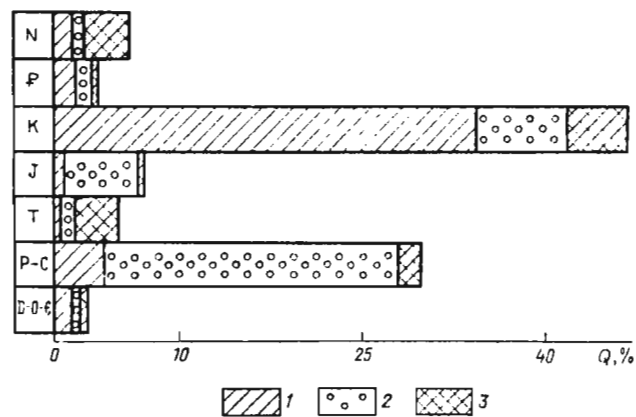


Рис. 4. Распределение начальных разведанных запасов газа  $Q$  стратиграфических комплексов по содержанию этана.

Газы: 1 – метановые (этана < 3 %), 2 – этановые (этана 3–6 %), 3 – этан-пропановые и пропан-бутановые (этана > 6 %)

Таблица 6  
Распределение начальных разведанных запасов газа основных месторождений мира<sup>1</sup> по стратиграфическим комплексам

Стратиграфические комплексы	Запасы газа		В том числе с содержанием этана, %					
	млрд. м <sup>3</sup>	% <sup>1</sup>	< 3		3–6		> 6	
			млрд. м <sup>3</sup>	% <sup>2</sup>	млрд. м <sup>3</sup>	% <sup>2</sup>	млрд. м <sup>3</sup>	% <sup>2</sup>
Кайнозой	7458,5	9,3	2251,0	30,2	1874,5	25,1	3333,0	44,7
Неоген	4730,0	5,9	1092,0	23,1	775,0	16,4	2863,0	60,5
Палеоген	2728,5	3,4	1159,0	42,5	1099,5	40,3	470,0	17,2
Мезозой	47075,5	58,7	28367,1	60,3	11727,4	24,9	6981,0	14,8
Мсл	37676,9	47,0	27459,5	72,9	6153,4	16,3	4064,0	10,8
Юра	5550,0	6,9	607,0	10,9	4840,0	87,2	103,0	1,9
Триас	3848,6	4,8	300,6	7,8	734,0	19,1	2814,0	73,1
Палеозой	25388,4	31,7	4013,8	15,8	19143,0	75,4	2231,6	8,8
Пермь	16929,0	21,2	2610,0	15,4	13684,0	80,8	635,0	3,8
Карбон	3443,0	4,3	355,0	10,3	2387,0	69,3	701,0	20,4
Пермь-карбон	3416,0	4,2	76,0	2,2	2940,0	86,1	400,0	11,7
Девон	397,4	0,5	44,8	11,3	-	-	352,6	88,7
Ордовик	1170,0	1,5	928,0	79,3	99,0	85	143,0	12,2
Кембрий	33,0	0,04	-	-	33,0	100,0	-	-
Докембрий	277,6	0,3	-	-	240,0	86,5	37,6	13,5
<b>Итого</b>	<b>80200,0</b>	<b>100,0</b>	<b>34631,9</b>	<b>43,2</b>	<b>32984,9</b>	<b>41,1</b>	<b>12583,2</b>	<b>15,7</b>

<sup>1</sup> Процент от общей суммы начальных разведанных запасов газа.

<sup>2</sup> Процент от запасов газа соответствующего стратиграфического комплекса.

В отложениях докембрия сосредоточено 0,3 трлн. м<sup>3</sup> запасов газа, приуроченных в основном к месторождениям Сибирской платформы.

В породах кайнозоя сосредоточено 7,4 трлн. м<sup>3</sup> или 9,3 % запасов крупнейших месторождений. Запасы газа в значительной мере связаны с газовыми шапками нефтяных месторождений Персидского залива, Западной Туркмении и других районов. Так, только месторождение Пазенун содержит газовую шапку с запасами 1415 млрд. м<sup>3</sup> в карбонатных отложениях свиты асмари олигоцен-миоценового возраста. Среди крупных газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений в отложениях кайнозоя следует отметить Северо-Ставропольско-Пелагиадинское, Бахар, Булла-море, Арун, Мари, Суи, Фригг, Кенай, Олд-Оушен, Локридж. Начальные извлекаемые запасы нефти крупнейших месторождений кайнозоя составляют 25 %, мезозоя – 65 %, палеозоя – 10 %.

Анализ распределения содержания этана в газе различных стратиграфических комплексов показывает, что 60,3 % мезозойских газов являются метановыми, 24,9 % – этановыми, 14,8 % – этан-пропановыми и пропан-бутановыми. В палеозойских отложениях содержанием этана до 3 % характеризуется 15,8 % запасов газа мира, от 3 до 6 % – 75,4 % запасов и более 6 % этана – 8,8 %. В кайнозойских отложениях соответственно 30,2, 25,1 и 44,7 %. В отложениях мела и ордовика метановые газы превалируют над более жирными, в отложениях неогена и девона основная доля запасов связана с этан-пропановыми и пропан-бутановыми газами. Этановые газы преимущественно развиты в отложениях палеогена, юры, перми, карбона, кембрия и докембрия.

Изучение зон газонакопления в пределах НГБ и геотектонических элементов по стратиграфическим комплексам показало, что наиболее крупные зоны газонакопления связаны с самыми верхними отделами палеозоя, мезозоя и, возможно, кайнозоя. В отложениях перми, мела и неогена, имеющих всего около 1/4 общей протяженности фанерозоя, сосредоточено 73,1 % мировых газовых ресурсов. Такая закономерность обусловлена историей развития крупных геотектонических элементов, в которых существовали благоприятные условия субвертикальной миграции, надежные покрывки в верхней части разреза, хорошие коллекторы в верхних структурных этажах осадочного чехла. Активизации процессов газогенерации и газонакопления в пределах крупных геоструктурных элементов способствовало также наличие мощного (более 4 км) осадочного чехла, интенсивное прогибание в мезозойско-кайнозойское время, развитие крупных высокоамплитудных структур.

Из общей суммы начальных запасов газа крупнейших месторождений с песчаными коллекторами связано 55,9 трлн. м<sup>3</sup> или 69,7 %, с карбонатными – 24,3 трлн. м<sup>3</sup> или 30,3 %. Из общей суммы извлекаемых запасов нефти в песчаниках заключено 58 %, в карбонатах – 42 %. В песчаных коллекторах сосредоточены более сухие газы, в карбонатных – более жирные (табл. 7, рис. 5).

Т а б л и ц а 7

Распределение начальных разведанных запасов газа основных месторождений мира по типу коллекторов и покрывок

Типы коллекторов и покрывок	Запасы газа		В том числе с содержанием этана, %					
	млрд. м <sup>3</sup>	% <sup>1</sup>	<3		3-6		>6	
			млрд. м <sup>3</sup>	% <sup>2</sup>	млрд. м <sup>3</sup>	% <sup>2</sup>	млрд. м <sup>3</sup>	% <sup>2</sup>
Коллекторы песчаные	55868,4	69,7	31789,6	56,9	15096,8	27,0	8982,0	16,1
карбонатные	24331,6	30,3	2842,3	11,7	17888,1	73,5	3601,2	14,8
<b>Итого</b>	<b>80200,0</b>	<b>100,0</b>	<b>34631,9</b>	<b>43,2</b>	<b>32984,9</b>	<b>41,1</b>	<b>12583,2</b>	<b>15,7</b>
Покрывки глинистые	50729,4	63,3	21297,9	61,7	12924,9	25,5	6506,6	12,8
соленосные	29470,6	36,7	3334,0	11,3	20060,0	68,1	6076,6	20,6
<b>Итого</b>	<b>80200,0</b>	<b>100,0</b>	<b>34631,9</b>	<b>43,2</b>	<b>32984,9</b>	<b>41,1</b>	<b>12583,2</b>	<b>15,7</b>

<sup>1</sup> Процент от общей суммы начальных разведанных запасов газа.

<sup>2</sup> Процент от запасов газа соответствующего типа коллекторов или покрывок.

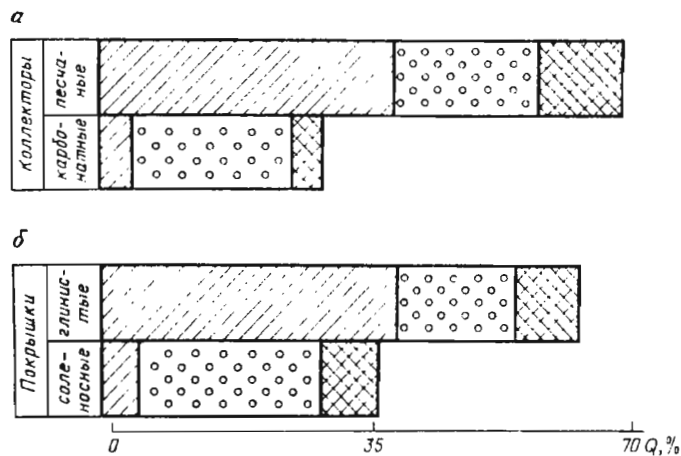


Рис. 5. Распределение начальных разведанных запасов газа  $Q$  по типу коллекторов (а), покрышек (б) и содержанию этана.

Условные обозначения см. на рис. 4

Такое распределение обусловлено тем, что карбонатные коллекторы содержат в основном сапропелевый и смешанный типы ОВ и продуцируют жирные углеводороды.

Глинистыми покрышками контролируется 50,7 трлн.  $m^3$  или 63,3 % запасов газа, а также 67,2 % нефти. Соленосные отложения контролируют 36,7 % запасов газа и 32,8 % запасов нефти (см. табл. 7, рис. 5).

Для газовых залежей, особенно для крупных, решающее значение имеет характер покрышки, в качестве которой чаще всего выступают эвапориты или мощные толщи пластичных глин. В палеозойских отложениях степень метаморфизации кластических пород значительно выше, чем в мезозое и кайнозое, и глины даже большой мощности не препятствуют проникновению газа вверх по разрезу, поэтому для древних платформ основным газопорным горизонтом служат гидрохимические отложения. Эти отложения широко развиты на древних платформах и соответствуют завершающему циклу палеозойского осадконакопления, охватывающего возрастной диапазон от нижней перми до нижнего триаса.

Все крупные месторождения газа Русской платформы и Прикаспийской впадины открыты в отложениях нижней перми и верхнего карбона под соленосными толщами перми. Соленосные отложения контролируют распределение газа на Африканской платформе. Крупнейшие месторождения Алжирской Сахары (Хасси-Р'Мель, Рурд-Нусс) открыты под соленосным экраном в толще триаса. На Северо-Американской платформе пермские отложения служат покрышками залежей газа в крупнейших месторождениях (Хьюгтон-Панхэндрл и другие месторождения бассей-

на Анадарко). К пермским отложениям приурочены и крупнейшие месторождения Австралийской платформы (Гиджалпа, Мумба).

На Северо-Американской и Африканской платформах региональной поверхностью, контролирующей распределение крупных скоплений газа в нижней части палеозойского разреза – в ордовике, силуре, кембрии, – служит глинистая толща силура или нижнего и среднего девона. В нижнепалеозойском газоносном комплексе крупные залежи газа разведаны в прогибах Вал-Верде и Делавер Северо-Американской платформы. Основным продуктивным горизонтом здесь является доломитовая свита элленбергер, по возрасту соответствующая верхнему кембрию и нижнему ордовика, к которой приурочены такие крупные месторождения, как Паккет, Гомес, Броун-Бассет. На Африканской платформе с нижнепалеозойским комплексом также связаны крупные скопления газа и нефти. Комплекс залегаёт на сравнительно небольшой глубине и характеризуется преимуществом газоносности. Практически все выявленные в нем месторождения – газовые или газонефтяные.

На Восточно-Сибирской платформе также установлена газоносность кембрийских и докембрийских (вендских) отложений. Все приведенные данные свидетельствуют о региональной газоносности пород кембрия, ордовика, силура и о перспективах открытия в них новых крупных месторождений газа.

В мезозойском комплексе региональной покрышкой служат глинистые толщи верхнего мела – палеогена, которые контролируют крупнейшие месторождения Западно-Сибирской, Среднеазиатской платформ, Галф-Коста и др. В центральных частях ряда молодых платформ роль покрышки выполняют соленосные отложения верхнеюрского возраста, с которыми связаны крупнейшие месторождения на Туранской плите, в Аквитанском бассейне, а также в пригеосинклинальном прогибе бассейна Персидского залива.

Региональным газопором в кайнозойском осадочном комплексе служат глинистые толщи миоцен-плиоцена. Крупнейшие месторождения под неогеновой покрышкой открыты в Предкавказье, Адриатическом бассейне (Италия), в заливе Кука. Соленосные отложения палеоцен-миоцена контролируют месторождения газа и нефти в бассейне Персидского залива.

Основные запасы газа (84,8 %) сосредоточены на глубинах до 3000 м. При этом на глубинах до 1000 м заключено 8,4 трлн.  $m^3$  или 10,4 %, в интервале глубин 1000–3000 м – 59,7 трлн.  $m^3$  или 74,4 %, в интервале глубин 3000–5000 м – 11,1 трлн.  $m^3$  или 13,9 % и глубже 5000 м – 1,0 трлн.  $m^3$  или 1,3 % запасов газа крупнейших месторождений мира (табл. 8). Следует отметить, что небольшие запасы газа на глубинах более 5000 м отражают не столько потенциальные возможности газонакопления на этих глубинах, сколько степень их разведанности. С глубиной в большинстве НГБ должна увеличиваться роль газа в углеводородном балансе и соответственно сокращаться роль нефти. Это подтверждается

Таблица 8  
Распределение начальных разведанных запасов газа основных месторождений мира по глубине залегания

Глубина, км	Запасы газа		В том числе с содержанием этана, %						
	млрд. м <sup>3</sup>	% <sup>1</sup>	<3			3-6			>6
			млрд. м <sup>3</sup>	% <sup>2</sup>	млрд. м <sup>3</sup>	% <sup>2</sup>	млрд. м <sup>3</sup>	% <sup>2</sup>	
0-1	8360,0	10,4	5609,0	67,1	2604,0	31,1	147,0	1,8	
1-2	28636,1	35,7	20407,1	71,3	6978,0	24,4	1253,0	4,3	
2-3	31066,8	38,7	4813,8	15,5	17716,4	57,0	8536,6	27,5	
3-4	8996,1	11,2	2805,0	31,2	3876,5	43,1	2314,6	25,7	
4-5	2146,0	2,7	539,0	25,1	1347,0	62,8	260,0	12,1	
5-6	793,0	1,0	386,0	48,7	335,0	42,2	72,0	9,1	
6-7	200,0	0,3	72,0	36,0	128,0	64,0	-	-	
0-7	80200,0	100,0	34631,9	43,2	32984,9	41,1	12583,2	15,7	

<sup>1</sup> Процент от общей суммы начальных разведанных запасов газа.

<sup>2</sup> Процент от запасов газа соответствующего интервала глубины.

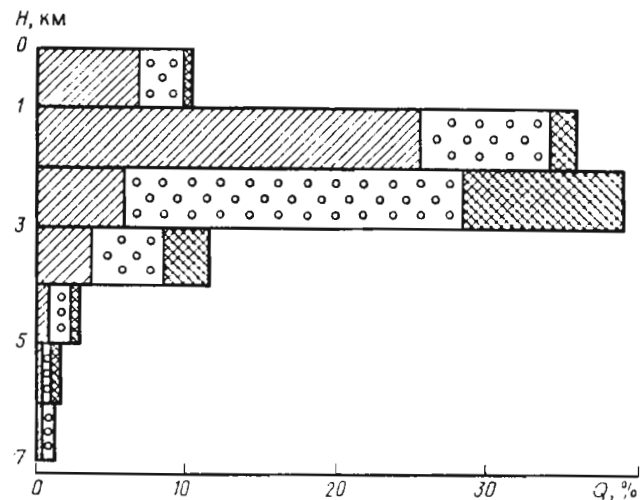


Рис. 6. Распределение начальных разведанных запасов газа  $Q$  по глубинам  $H$  и содержанию этана.

Условные обозначения см. на рис. 4

результатами бурения в Днепровско-Донецкой впадине, Южно-Каспийском бассейне, впадинах Пермского бассейна США и в других глубоко погруженных нефтегазоносных бассейнах.

Доля метановых газов на глубинах до 2000 м составляет в среднем 70,3 %, в интервале глубин 2000-4000 м она снижается до 19 %, а ниже 4000 м вновь возрастает до 31,7 %. Этан-пропановые и пропан-бутановые газы развиты в основном в интервале глубин 2000-4000 м, где их запасы составляют 10,8 трлн. м<sup>3</sup>, или 27,1 % от запасов интервала (рис. 6).

Извлекаемые запасы нефти стран мира без СССР и социалистических стран распределяются следующим образом: на глубинах до 1000 м сосредоточено 19,3 %, на глубинах 1000-2000 м - 34,2 %, на глубинах 2000-3000 м - 36 % и на глубинах ниже 3000 м - 10,5 %. При этом на глубинах ниже 3860 м сосредоточено лишь 0,3 % учетных запасов нефти.

Ниже рассмотрим закономерности распределения углеводородных и неуглеводородных компонентов в пределах отдельных нефтегазоносных бассейнов в СССР и за рубежом. Основное внимание при этом уделяется распространению этансодержащих газов, являющихся исходным сырьем газохимического производства.

При характеристике геологического строения нефтегазоносных бассейнов были использованы материалы Тектонической карты нефтегазоносных территорий СССР (масштаб 1:2 500 000) и объяснительной записки к ней [40], а также справочника "Нефтегазоносные провинции СССР" [22].

Материалы по геологии и нефтегазоносности зарубежных бассейнов освещены в работах А.А. Бакирова, К. Бека, И.В. Высоцкого, В.Б. Оленина, П.Ю. Успенской и других советских и зарубежных исследователей.

## 2.2. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ КОМПОНЕНТОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА ДРЕВНИХ ПЛАТФОРМ

### 2.2.1. Восточно-Европейская платформа

Восточно-Европейская платформа занимает практически основную территорию европейской части СССР. На востоке она граничит с внешней зоной Предуральяского краевого прогиба, на юго-востоке и юге глубинным разломом отделяется от эпипалеозойской платформы, на юго-западе и западе – от Карпатской складчатой системы, Предкарпатского краевого прогиба и молодой Западно-Европейской платформы. В Прикаспийской синеклизе фундамент залегает на глубине 22 км, а в пределах Балтийского и Украинского щитов, Воронежской антеклизы и Тиманской гряды он выходит на поверхность. По поверхности фундамента выделяется ряд структурных элементов платформы различной формы и генезиса. Нефтяные и газовые месторождения сосредоточены в отложениях девона, карбона, перми, триаса и расположены в Днепровско-Припятском авлакогене, Прикаспийской синеклизе, Волго-Уральской антеклизе, Печорской синеклизе, Балтийской синеклизе.

#### *Днепровско-Припятский авлакоген*

Днепровско-Припятский авлакоген имеет протяженность 1000 км при ширине 75–130 км. Западная часть авлакогена расположена в пределах Белорусской ССР и выделяется в Припятский прогиб. На территории прогиба все открытые к настоящему времени нефтяные месторождения связаны с отложениями девона, в которых выделяются три нефтеносных комплекса: подсолевой преимущественно терригенный (живетско-нижнефранский), подсолевой карбонатный (франский) и межсолевой (нижнефаменский). Растворенный газ девонских нефтей пропан-бутанового типа содержит метана 28,1–55,6 %, этана 14,4–21,4 %, пропана 12,9–22,4 %, бутанов 7,5–20,9 %, пентанов и более-высоких 3,7–10 %, индекс газа  $M_1 T_4 A_1$  и  $M_2 T_4 A_1$ .

Восточная часть Днепровско-Припятского авлакогена расположена в Украинской ССР и выделяется как Днепровско-Донецкая впадина. В тектоническом отношении впадина состоит из прибортовых зон (южной и северной) и центрального (Днепровского) грабена, которые различаются по особенностям рельефа кристаллического фундамента и характеру дислоцированности осадочного чехла.

Промышленная нефтегазоносность установлена в отложениях от среднеюрского до верхнедевонского возраста, залегающих в интервале

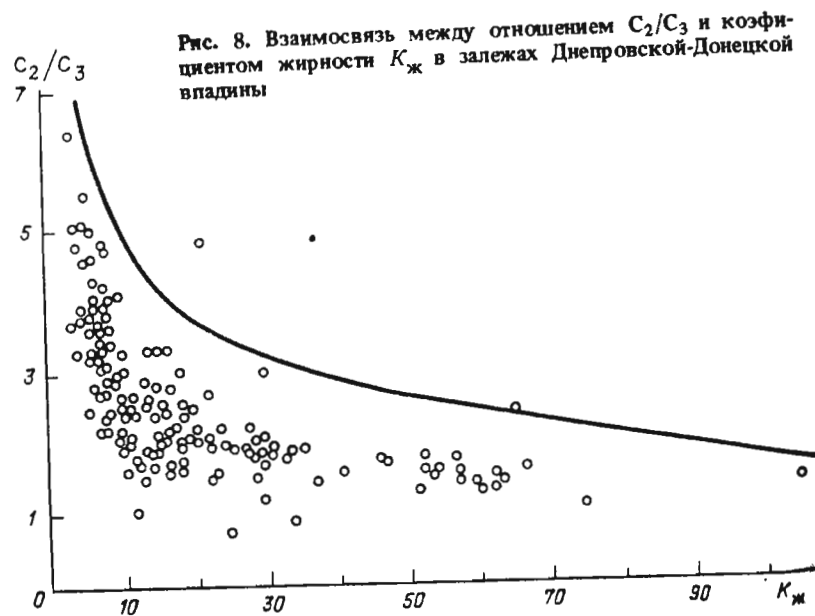
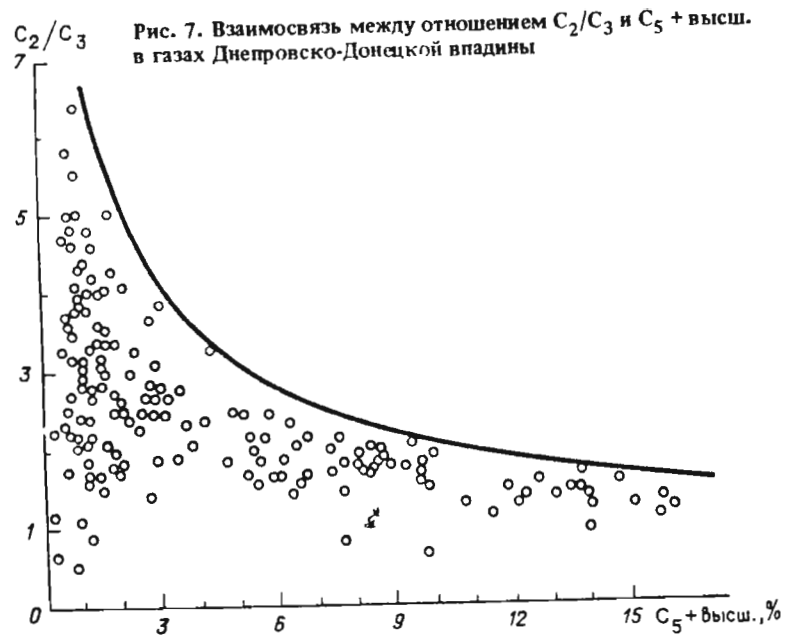
глубин 350–5600 м. Основные запасы газа связаны с отложениями перми, верхнего карбона и нижнего карбона. В мощной толще отложений карбона на различных месторождениях открыты газоконденсатные залежи в гжельском (горизонты от Г-4 до Г-13), касимовском (К-1 – К-2, К-5 – К-6), башкирском (от Б-1 до Б-14), серпуховском (Н-2 – Н-9 в верхнесерпуховском и В-5 – В-13 в нижнесерпуховском подъярусах), визейском (В-14 – В-26) и турнейском (Т-1 – Т-2) ярусах. Из общей суммы начальных разведанных запасов газа на отложения пермо-карбона приходится 62,6 %, среднего карбона – 3,7 % и нижнего карбона – 33,7 %. Природные газы преимущественно этановые (72 % ресурсов) и этан-пропановые – 28 %. Доля этан-пропановых газов преобладает над этановыми в интервале глубин 3–5 км, отмечается также увеличение содержания компонентов в газе с ростом стратиграфической приуроченности и облегчение состава газа на больших глубинах. Так, средневзвешенное содержание в газах пермо-карбона, %: этана 3,5, пропана 0,9, бутанов 0,3; в газах среднего карбона – соответственно 5,1, 2,2 и 1,0 % и в газах нижнего карбона – 6,9, 2,6 и 1,1 %. На Шебелинском месторождении газ на глубине 5600 м содержит 95 % метана, 0,2–0,5 % этана, следы более тяжелых гомологов, диоксида углерода 3–5 %.

В распределении залежей нефти и газа по площади и разрезу осадочного чехла Днепровско-Донецкой впадины наблюдается определенная зональность. В северо-западной части впадины развиты нефтяные (Монастырищенское, Прилуцкое) и нефтегазовые (Радченковское, Богдановское) месторождения, в центральной части – нефтяные, нефтегазоконденсатные и газоконденсатные (Глинско-Розышевское, Новотроицкое и др.) и в юго-восточной части – газоконденсатные (Шебелинское, Ефремовское, Машевское и др.).

Работами ряда исследователей показано, что нефтегазопроизводящими отложениями в регионе являются терригенно-карбонатные формации девона, угленосные и терригенно-карбонатные формации карбона, накопившиеся в прибрежно-морских и лагунных условиях. Сапропелевое ОВ преобладает в девонских и нижнекаменноугольных отложениях. В угленосной формации среднего карбона доминирует гумусовое ОВ.

Зона нефтеобразования и нефтенакпления в северо-западной части впадины связана с девонскими и нижнекаменноугольными формациями, сапропелевое и гумусово-сапропелевое ОВ которых преобразовано до стадий  $PK_3$ – $MK_1$ . Современные пластовые температуры в нефтепроизводящих отложениях от 50–60 до 110 °С. Нефти и пластовые воды в данной зоне недонасыщены растворенным газом, который обогащен тяжелыми углеводородами и биогенным азотом. В юго-восточной зоне газо- и конденсатообразования по мере погружения пород происходит постепенное нарастание степени катагенеза до стадий  $MK_4$ – $AK_1$  и, вероятно,  $AK_2$  в зоне сочленения с Донбассом. На значительной площади Днепровско-Донецкой впадины в среднем карбоне ОВ преобразовано до стадий катагенеза  $PK_3$ ,  $MK_1$  и  $MK_2$ . На распределение углеводородов в пределах





впадины существенно влияют и геотермические условия. По данным В.Г. Осадчего, А.И. Лурье, В.Ф. Ерофеева, средний геотермический градиент в осадочном чехле изменяется от 1,4 до 3,5 °С/100 м, температура в кровле фундамента – от 100 до 200 °С. На глубине 1000 м температура изменяется от 28 °С в нефтеносной зоне до 53 °С в газоносной зоне на юго-востоке впадины.

В.В. Глушко и Р.М. Новосилецкий отмечают, что нефтяные и газоконденсатные залежи во впадине распространены в области погружения осадочных образований на глубины с температурой до 200 °С (Качановское, Глинско-Розбьшевское месторождения), а газовые и газоконденсатные залежи связаны с отложениями, погружавшимися на глубины с температурой от 200 до 350 °С (Шебелинское, Западно-Крестищенское месторождения).

Природные газы Днепровско-Донецкой впадины характеризуются содержанием этана в газе 2,2–17,4 %, пропана 0,59–5,25 %, бутанов 0,18–3,86 %, конденсата 10–1380 г/м<sup>3</sup> (табл. 9).

На рис. 7 и 8, составленных по анализам пластовых газов Днепровско-Донецкой впадины, проведенных в Черниговском отделении УкрНИГРИ, ВНИИГАЗе, УкрНИИГАЗе и других организациях, показаны взаимосвязи гомологов метана между собой. Отмечается снижение отношения этана к пропану с увеличением содержания пентана и высших, прослежена взаимосвязь между отношением этана к пропану и коэффициентом жирности, положенная в основу определения типа залежи.

В пределах северной окраины Донбасса месторождения содержат сухой метановый газ, иногда с небольшим количеством конденсата. Вообще для газов Днепровско-Донецкой впадины характерно изменение компонентного состава как по площади, так и по разрезу осадочного чехла, связанное с различиями в геологических условиях генерации и накопления газов. По площади впадины с юго-востока на северо-запад возрастает содержание в газе этана от 3,0 до 10,0 % и более, а также пропана, бутанов и конденсата. Этановые газы в юго-восточной части впадины сменяются на этан-пропановые и пропан-бутановые в северо-западной части (рис. 9).

В вертикальном разрезе впадины по мере увеличения глубин газоносных комплексов отмечается рост содержания этана в газе от 1% на глубине 400–700 м до 4–10 % на глубине 3000–4000 м, а затем дальнейшее уменьшение до 0,2–0,5 % на глубине 5600 м. Залежи сухих метановых газов с повышенным содержанием диоксида углерода могут быть встречены на глубинах 5000–7000 м на окраинах Донбасса и в переходной зоне к Днепровскому грабену. Прогноз открытия газов с высоким содержанием этана связывается с разведкой нижекаменноугольных отложений на глубине 3000–5000 м в центральной и прибортовых частях впадины. В последнее время скопления углеводородов с высоким содержанием этана выявлены на глубинах более 4,5 км на месторождениях Яблунковском, Луценковском, Анастасьевском, Васильевском,

Таблица 9

## Характеристика газов месторождений Днепровско-Донецкой впадины

Месторождение	Продуктивный горизонт	Состав газа, %						
		CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> + + высш.	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>
Абазовское	Нижнекаменноугольный	65,1	11,87	7,78	1,20	11,14	1,2	1,71
Артоховское	Визейский, В-26	83,33	8,50	2,40	0,40	1,40	2,59	1,38
Боготойское	Башкирский	91,51	4,60	0,75	0,04	0,04	2,27	0,79
Великобубновское	Визейский, В-15	72,74	10,22	4,77	2,61	1,04	7,63	0,99
Гадячское	Визейский, В-16	83,95	5,45	2,58	1,31	2,64	1,27	2,80
Глинско-Розышевское	Нижнекаменноугольный	81,95	8,00	1,25	0,50	0,25	7,55	0,50
Ефремовское	Картамышская свита	90,80	3,84	1,60	0,66	0,22	2,39	0,49
Западно-Крестищенское	То же	92,81	3,62	0,95	0,32	0,48	1,8	0,02
Котлевское	Араукаритовая свита	92,61	3,54	0,96	0,31	0,67	1,83	0,08
Качановское	Намюрский, Н-3	83,89	8,89	3,70	0,73	0,47	1,12	1,20
	Среднекаменноугольный, К-9	82,90	5,80	3,65	1,65	0,80	5,07	0,13
	К-12	79,15	8,0	4,75	1,75	-	4,85	1,50
Матвеевское	Намюрский	89,05	3,42	0,77	0,03	0,01	5,56	1,16
Машевское	Верхнекаменноугольный	94,32	2,20	0,73	0,32	0,25	1,85	0,33
Медведовское	Картамышская свита	96,12	1,14	0,25	0,08	0,10	1,57	0,74
Мелиховское	То же	91,06	4,51	1,07	0,44	0,83	1,97	0,12
	Араукаритовая свита	92,86	3,89	0,85	0,27	0,630	1,39	0,11
Олошанское	Намюрский, Н-6	93,25	3,61	0,84	0,26	0,504	1,30	0,24
	Визейский, В-14	92,81	3,50	1,40	0,40	0,20	0,69	1,0
	В-17	89,38	5,79	1,10	0,42	0,49	0,47	2,35
Рыбальское	В-23	80,10	8,23	4,21	2,10	2,81	2,55	-
	В-25	83,77	6,75	3,25	1,48	2,75	1,89	0,11
Распашновское	Намюрский, Н-6	96,22	1,36	0,18	0,02	0,02	1,48	0,72
Руденковское	Визейский, В-25	90,89	4,87	1,34	0,87	0,76	0,42	0,85
	В-26	89,86	6,30	1,59	0,49	0,23	0,33	1,20
Солоховское	Намюрский, Н-8	89,02	4,52	2,38	0,92	1,40	1,51	0,25
Таливское	Визейский, В-7	86,47	6,25	3,50	1,75	0,50	0,78	0,75
Тимофеевское	В-26	68,41	5,47	11,25	2,19	0,85	11,35	0,48
	В-16	86,38	7,97	3,31	0,53	0,04	1,40	0,37
	В-19	85,89	4,72	2,60	1,34	1,69	2,61	1,15
Чутовское	Верхнекаменноугольный	93,03	3,37	1,21	0,46	0,24	0,03	1,66
Шебелинское	Нижнеуглиритовый	94,56	3,26	0,59	0,18	0,05	1,12	0,24
Потчанское	Араукаритовая свита	94,12	2,87	0,86	0,24	0,45	1,38	0,08
Яблунцовское	Визейский	89,11	5,07	1,89	0,65	1,28	1,49	0,51
	Башкирский, Б-6	74,23	10,54	7,04	3,77	1,61	0,81	2,00
	Верейский, В-17	81,51	8,62	3,41	1,48	0,52	0,92	3,52
	Турнейский	82,40	7,26	2,91	1,04	0,36	0,63	5,40

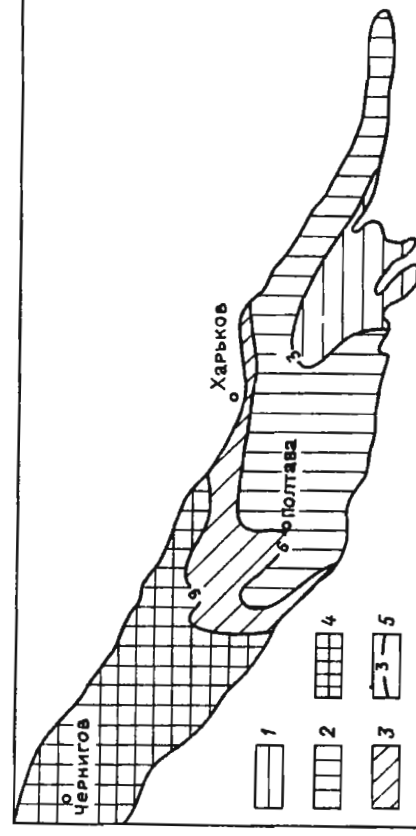


Рис. 9. Карта распространения этана в природных газах Днепровско-Донецкой впадины.  
Содержание в газе этана, %: 1 — < 3, 2 — 3-6, 3 — 6-9, 4 — > 9; 5 — изолинии равных концентраций этана, %

Таблица 10

Характеристика газов месторождений Прикаспийской синеклизы (по данным ВНИИГАЗа и организации Мингео СССР)

Месторождение	Продуктивный горизонт	Состав газа, %									
		CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> + высш.	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S		
Астраханское	Башкирский	51,73	2,47	0,94	0,61	3,41	0,63	14,50	25,71		
	"	47,65	2,25	0,88	0,57	5,02	0,53	18,60	24,44		
	"	50,90	2,61	0,99	0,83	3,91	0,37	12,09	28,20		
Карачаганак	Пермский	74,05	6,00	2,64	1,26	6,69	0,92	5,33	3,11		
	"	73,80	5,40	2,60	1,37	7,18	0,71	5,28	3,66		
	"	71,77	6,18	2,82	1,22	7,23	0,64	3,88	6,23		
Жанажол	Каменноугольный	70,71	6,07	3,08	1,05	8,94	0,56	3,41	6,16		
	КТ-I	67,86	7,21	3,11	1,08	10,40	0,82	3,42	6,08		
	КТ-II	79,08	5,90	2,26	1,35	5,04	2,33	0,46	3,49		
Урихтау	КТ-I	74,43	6,72	2,90	1,52	7,02	2,62	0,35	4,44		
	"	74,99	6,28	3,48	2,27	5,99	2,62	1,48	2,86		
	"	77,78	6,45	3,50	2,16	8,88	1,13	3,06	5,07		
Нагумановское	Артинский	80,04	3,8	1,71	1,00	0,88	3,56	1,59	6,96		
	Бердянское	88,84	1,92	1,60	0,76	4,30	1,76	0,79	0,03		
	Гремячинское	82,03	7,12	2,92	0,11	0,11	5,74	0,50	0,86		
Западно-Тепловское	А	81,47	6,88	3,20	0,88	0,18	6,07	0,50	0,82		
	Б	87,77	5,74	2,24	0,60	0,13	0,69	0,50	2,33		
	Артинский	87,77	5,74	2,24	0,60	0,13	0,69	0,50	2,33		
Восточно-Гремячинское	Сакмарский	90,00	3,27	0,54	0,26	0,46	0,91	3,22	1,34		
	Сакмаро-артинский	90,20	1,81	1,29	1,16	1,33	1,83	1,80	0,58		
Липовское Павловское	Прикамский	90,88	3,16	1,47	0,74	1,10	1,37	0,70	0,58		
	Кановско-пашинский	90,01	5,22	1,76	0,87	1,16	0,24	0,74	-		

Шумском и др. Все они связаны с нижнекаменноугольными отложениями – верхневизейскими или турнейскими, а по фазовому состоянию флюидов являются газоконденсатными или газоконденсатнонефтяными.

#### Прикаспийская синеклиза

Прикаспийская синеклиза расположена в юго-восточной части Русской платформы и представляет собой крупнейшую территорию прогибания с мощностью осадочного чехла в центральной ее части, по данным геофизических исследований, до 20–22 км.

В строении синеклизы принимают участие надсолевой комплекс (неоген-четвертичный, юрско-палеогеновый и верхнепермско-триасовый подэтажи), подсолевой комплекс (визейско-артинский, эйфельско-турнейский, рифейско-нижнепалеозойский подэтажи) и складчатый фундамент, имеющий гетерогенное разновозрастное строение.

В подсолевых отложениях в пределах прибортовых ступеней Прикаспийской синеклизы выделяются следующие крупные структурные элементы: внешняя восточная и юго-восточная зоны синеклизы (Каратон-Прорвинская зона поднятий, Южно-Эмбенский свод, Примугоджарский прогиб); Астраханско-Актюбинская система сводовых поднятий (своды: Астраханский, Северо-Каспийский, Биикжальский, Жаркамышский, Енбекский, Кзылджарский); Волгоградско-Оренбургская система поднятий (Северо-западный бортовой уступ, Карачаганакско-Кобландинский мегавал, Деркульский мегавал, Алтатинский вал, Питерско-Новоузенское поднятие, Ахтубинско-Паласивский мегавал, Обильненско-Цацынский вал, Волгоградско-Ерусланский прогиб).

Выделенные крупные структурные элементы осложнены структурами следующего ранга в виде линейно-вытянутых мегавалов, валов, куполовидных поднятий и рифогенных построек, которые могут быть объектами для поиска зон нефтегазоаккумуляции. Строение моноклинальных склонов подсолевого структурного этажа, а также центрального, наиболее прогнутого сегмента впадины изучено еще недостаточно.

В подсолевых отложениях в настоящее время выявлены четыре крупные зоны нефтегазоаккумуляции: Карачаганак-Кобландинская, Кенкияк-Жанажольская, Каратон-Тенгизская и Астраханская. В них выявлены крупные газоконденсатные, нефтегазоконденсатные и нефтяные месторождения: Карачаганак, Кенкияк, Жанажол, Тенгиз, Астраханское. Кроме того, ряд газоконденсатных месторождений выявлен в пределах северо-западного бортового уступа (Гремяченское, Тепловское и др.).

Природные газы характеризуются высокими концентрациями не только гомологов метана, но и конденсата, сероводорода, диоксида углерода (табл. 10).

Наиболее крупным в Прикаспийской синеклизе является Астраханское серогазоконденсатное месторождение, расположенное на Астрахан-

ком своде и приуроченное к карбонатным отложениям башкирского яруса среднего карбона. Продуктивные отложения имеют эффективную газонасыщенную мощность 83,5–111,2 м, пористость 9,97–9,99 %, газонасыщенность 0,8, начальное пластовое давление в залежи 61,06 МПа. Породы-коллекторы по площади и разрезу характеризуются различными фильграционно-емкостными свойствами, оказавшими существенное влияние на формирование гидродинамического режима залежи и распределение компонентов природного газа. Газ Астраханского месторождения содержит в основной части структуры, % молярный: метана 51,7 %, этана 2,47, пропана 0,94, бутанов 0,61, пентанов и высших 3,41, азота 0,63, диоксида углерода 14,5, сероводорода 25,7, конденсата 224,2 г/м<sup>3</sup>. Анализ распределения углеводородных газов по площади месторождения показал, что от центральной части месторождения к периферии происходит увеличение как суммарных значений содержания УВ, так и отдельных компонентов: этана, пропана, бутанов (рис. 10). Суммарные концентрации пентанов и высококипящих УВ уменьшаются от центра залежи к ее контуру. Максимальные концентрации диоксида углерода отмечаются в центральной и правобережной частях месторождения, минимальные – в восточной части. Аналогично изменяются концентрации сероводорода.

Важное значение при определении основных направлений поисково-разведочных работ на газ в Прикаспийской синеклизе имеет прогноз качества газового сырья и на его основе – планирование размещения газохимических комплексов. Такой прогноз возможен при тщательном рассмотрении всех геолого-геохимических показателей.

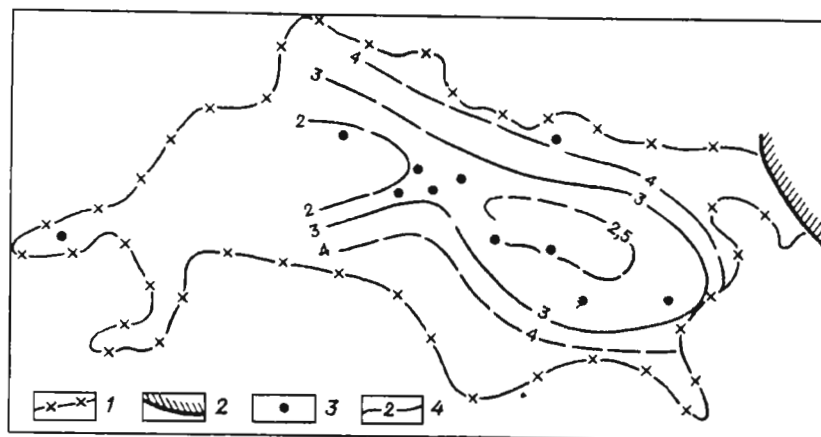


Рис. 10. Схема распределения содержания этана в газах Астраханского месторождения.

1 - контур газонасыщенности; 2 - тектоническое нарушение; 3 - скважины; 4 - изолинии равных концентраций этана, %

Проведенными в Прикаспийской синеклизе исследованиями влияния геолого-геохимических факторов на раздельное формирование залежей нефти и газа подсолевого комплекса и прогноза качества газового сырья Л.А. Анисимовым, А.А. Бакировым, В.Л. Соколовым, Б.А. Соловьевым, Л.Г. Кирюхиным, М.К. Калининко, С.П. Максимовым, Р.Г. Панкиной, Т.А. Ботневой, В.С. Мильичуком, Д.Л. Федоровым и другими было установлено, что состав и фазовое состояние УВ, заключенных в недрах, определяются характеристикой исходного ОВ, условиями его преобразования, особенностями палеотектонического развития, а также гидрогеологическими условиями в регионе.

По данным В.В. Пайразяна, А.А. Размышляева и Е.А. Соколовой, органическое вещество подсолевых отложений нижнего карбона находится на стадии катагенеза не ниже МК<sub>2</sub>, т.е. осадки испытали прогрев до 90–135 °С. В зонах нефтегазонакопления восточной и юго-восточной частей впадины, а также в зонах бортового уступа и районов южного и восточного обрамления Соль-Илецкой зоны ОВ находится на стадии катагенеза МК<sub>3</sub> (прогрев до температур 135–160 °С). В Астраханской зоне газонакопления ОВ отложений нижнего карбона находится на стадии МК<sub>4</sub> (прогрев до 160–185 °С). Катагенетическая зональность ОВ отложений среднего и верхнего карбона имеет тот же характер, что и в отложениях нижнего карбона. Таким образом, в Прикаспийской синеклизе наблюдаются аномально низкие стадии катагенеза ОВ, что обусловлено своеобразием геотермического режима региона, связанным, вероятно, с существованием мощного соленосного комплекса, оказывающего охлаждающее влияние на подсолевые образования.

Нижнепермские отложения содержат ОВ преимущественно гумусового типа, а каменноугольные – сапропелевого или смешанного типа. Низкие стадии катагенеза указанных ОВ обусловили, видимо, развитие в Прикаспийской синеклизе этансодержащего газа с концентрацией этана 2,3–6,6 %.

В основу прогноза содержания сероводорода в газах положено представление об образовании этого компонента природных газов за счет восстановления сульфатов пластовых вод. Фактический материал показывает, что содержание сероводорода в газе составляет от 1–2 % в западной части синеклизы до 3,4–4,0 % в северо-восточной и восточной частях, 12–18 % в Каратон-Прорвинской зоне и Биикжальском своде и 25 % на Астраханском своде. Отмечается зависимость степени осерненности газов от положения залежи относительно зоны развития карбонатов и изменения пластовых температур. Пластовые температуры в северо-восточной части бортовой зоны синеклизы (месторождение Карачаганак) составляют на глубине 4200 м 74 °С, в западной части на глубине 4000 м 85–95 °С, на Астраханском своде 107 °С, в Каратон-Прорвинской зоне до 120 °С. Для Астраханского и Северо-Каспийского сводов и Каратон-Прорвинской зоны характерны также высокие (1,5–3,0 км) мощности карбонатных коллекторов и АВПД, что и обуславливает здесь высокие

(свыше 10 %) концентрации сероводорода. В остальных частях его концентрации ожидаются более низкими. На рис. 11 приводятся ожидаемые составы газов в пределах тектонических элементов.

В Прикаспийской синеклизе с терригенными верхнедевонскими отложениями могут быть связаны залежи бессернистых газов. Развитие таких газов ожидается на глубинах до 7 км и в интервале 7–8 км на Жаркамьском, Кзылджарском, Северо-Каспийском и Астраханском сводах, в пределах склонов и прогибов восточного и южного бортов. Направленные поиски бессернистых газов позволяют ускорить развитие добычи газа в Прикаспии, так как не требуется дополнительных расходов на очистку газа от сероводорода.

#### Волго-Уральская антеклиза

Волго-Уральская антеклиза занимает значительную часть территории Русской плиты.

В центральной части Урало-Поволжья расположены нефтяные месторождения. Газовые месторождения приурочены в основном к южной и восточной окраинам этой территории – к зоне обрамления Прикаспийской синеклизы и к Предуральскому прогибу. В Урало-Поволжье откры-

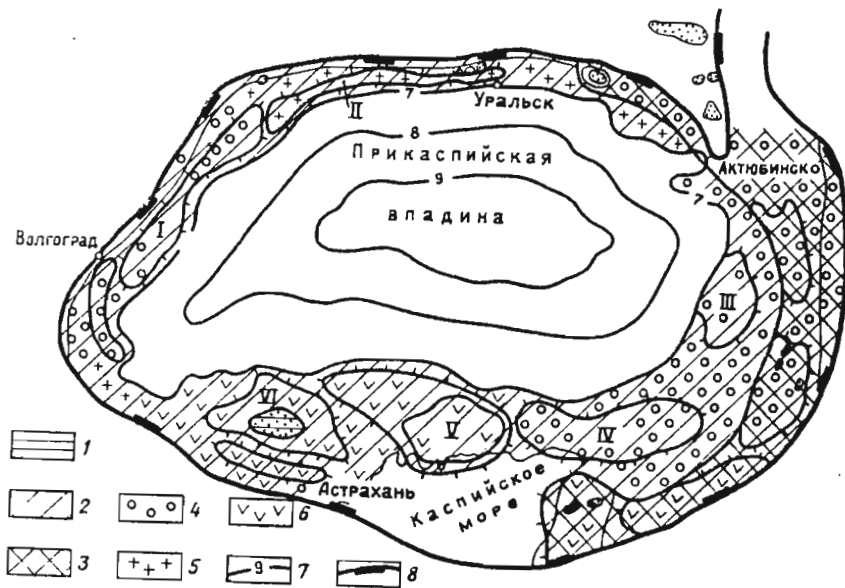


Рис. 11. Карта прогноза газов подсолевых отложений Прикаспийской синеклизы

Содержание в газе этана, %: 1 – < 3, 2 – 3–6, 3 – > 6; сероводорода, %: 4 – < 5, 5 – 5–10, 6 – > 10; 7 – изогипсы кровли подсолевых отложений, км; 8 – граница Прикаспийской впадины. Тектонические элементы: I – Ахтубинско-Паласивский мегавал, II – Деркульско-Новоузенская зона, III – Кзылджарский свод, IV – Биикжалский свод, V – Северо-Каспийский свод, VI – Астраханский свод

то около 500 нефтяных месторождений и 190 природного газа, из них 83 газовых и газоконденсатных и 107 нефтегазовых и нефтегазоконденсатных. Однако большинство этих месторождений характеризуется сравнительно небольшими запасами газа. Наиболее значительными месторождениями по запасам этаносодержащих газов являются Оренбургское, Кокуйское, Батырбайское, Павловское.

Промышленная нефтегазоносность Урало-Поволжья связана с девонскими, каменноугольными, пермскими, триасовыми и юрскими отложениями, представленными терригенными и карбонатными породами.

Из общего объема начальных разведанных запасов природного газа Урал-Поволжья 6,5 % являются метановыми, 89,4 % – этановыми и 4,1 % – этан-пропановыми. Попутные газы нефтяных месторождений представлены пропан-бутановыми газами. С глубиной отмечается переход от метановых к этановым и этан-пропановым газам. Характеристика газа представлена в табл. 11.

К числу нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) Урало-Поволжья в порядке убывания величины и плотности генерационного потенциала Е.С. Ларская и другие исследователи относят верхнедевонские карбонатные и карбонатно-терригенные, терригенные и карбонатные визейские, терригенные живетские, верейские, пашийские, карбонатные башкирские толщ. М.М. Богданов в Предуральском прогибе выделяет верхнекаменноугольно-нижнепермскую НГМТ, в которой ОВ относится к сапропелевому типу и характеризуется стадией катагенеза МК<sub>1</sub> – МК<sub>3</sub> в Соликамской и западной части Юрюзано-Сылвенской впадин, а на востоке Юрюзано-Сылвенской впадины фиксируется стадия МК<sub>4</sub>. При таком типе ОВ обогащенность газов гомологами метана составляет 10–15 %.

Состав газа меняется в широких пределах в зависимости от строения месторождения и положения в региональной структуре, особенно относительно областей регионального погружения – Прикаспийской синеклизы и Предуральского прогиба.

В Нижнем Поволжье в свободных газах углеводородная часть представлена в основном (до 90–98 %) метаном при содержании тяжелых углеводородов до 1,2–1,5 %.

Природные газы зоны Саратовских дислокаций содержат, %: метана 83–95, этана 1,7–5,6, пропана 0,4–3,4, бутанов 0,3–1,9, пентана 0,2–1,6, диоксида углерода 0,1–3,1, азота 0,1–8,0, в отдельных случаях до 23,7, сероводорода в среднем 0,7–0,95. Как для свободных, так и для попутных газов характерно снижение количества метана и рост содержания тяжелых гомологов с глубиной. В направлении с востока на запад от бортовой зоны Прикаспийской синеклизы отмечается увеличение содержания метана в газе.

Своеобразным распределением углеводородных и неуглеводородных компонентов характеризуется природный газ Оренбургского месторождения. Газ основной залежи артинско-среднекаменноугольного

## Характеристика газов месторождений Урало-Поволжья

Месторождение	Продуктивный горизонт	Состав газа, %							
		CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> + +высш.	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S
<b>Пермская область</b>									
Батьрабайское	Каширский	56,80	7,1	2,5	0,7	0,25	32,5	-	0,15
	Верейский, В <sub>1</sub>	57,7	8,9	2,2	0,7	0,1	30,2	0,2	-
	Верейский, В <sub>2</sub> + В <sub>4</sub>	64,0	8,2	2,5	0,7	0,4	22,8	1,4	-
Кокуйское	Верейский, В <sub>3</sub> + В <sub>4</sub>	73,4	8,8	2,5	0,9	0,3	13,2	0,7	0,2
	Башкирский	74,0	8,2	3,0	1,2	0,6	12,4	0,4	0,2
	Яснополянский	72,4	7,5	3,4	1,3	0,5	13,5	1,4	-
Павловское	Каширско-верейский, KB <sub>1</sub>	53,6	7,1	1,9	0,7	0,4	35,8	-	0,5
	Верейский, В <sub>3</sub> + В <sub>4</sub>	70,2	7,2	2,8	0,8	0,3	18,3	-	0,4
<b>Свердловская область</b>									
Бухаровское	Башкирский	85,2	7,9	1,7	0,3	0,1	4,4	0,25	0,15
Кедровское	Нижнепермский	94,5	1,0	0,7	0,3	0,1	2,9	0,5	-
	Среднекаменноугольный	88,89	2,0	0,2	-	-	1,25	3,1	4,56
Беркутовское	Серпуховский	82,7	6,4	0,2	0,2	0,1	2,0	3,4	5,0
Саратовское	Каширский	80,82	5,49	1,06	0,26	0,16	3,71	3,2	5,3
<b>Оренбургская область</b>									
Зайкинское	Д-IV	72,81	10,85	4,57	2,22	8,22	0,51	0,82	-
Росташинское	Д-IV	61,42	12,53	6,46	2,93	13,89	1,50	1,27	-
Оренбургское	Артинский+среднекамен- ноугольный	83,77	4,60	1,64	0,81	1,88	4,94	0,87	1,49
Копанское	Артинский+среднекамен- ноугольный	77,28	3,84	1,77	1,17	3,61	3,04	1,83	7,71
<b>Саратовская область</b>									
Родинское	Уфимский	66,1	5,0	1,3	0,50	0,3	25,50	1,3	-
	Артинский	46,1	5,6	3,2	1,8	1,0	40,0	1,7	0,6
Сорочинско-Николь- ское	Уфимский	55,5	4,0	1,7	0,60	0,07	38,00	0,10	0,03
Совхозное	Сакмарско-артинский	83,9	7,1	1,95	0,82	2,02	3,21	1,0	-
Дерюжеское	Калиновский	68,01	2,85	0,25	0,15	0,08	26,79	1,04	0,83
Дмитриевское	"	79,1	6,2	1,6	0,8	0,2	11,4	0,3	0,4
Кулешовское	Кунгурский, II	72,0	5,2	1,9	0,2	0,1	20,39	0,21	-
Лебяжинское	Калиновский	84,1	4,8	1,65	2,2	0,65	6,50	0,1	-
	Башкирский А-4	61,5	7,0	3,6	1,6	1,1	24,50	0,4	0,3
Сосновское	Калиновский	73,09	4,35	0,46	0,10	0,07	20,05	0,99	0,89
<b>Саратовская область</b>									
Урицкое	Верейский, X	93,33	3,93	0,81	0,50	-	0,92	0,51	-
	Тульский I, II	90,08	2,0	0,74	0,37	0,10	5,51	1,2	-
	Тульский, V	88,5	2,8	2,0	1,2	0,8	3,3	1,4	-
Восточно-Рыбушан- ское	Верейский, II	90,4	3,02	0,94	0,45	0,18	4,61	0,40	-
	Верейский, V	90,86	2,59	0,88	0,44	0,37	4,46	0,40	-
	Мелекесский, II	90,50	1,71	0,86	0,40	0,23	6,30	-	-
Западно-Ровненское	Воробьевский	88,82	6,23	1,89	0,57	0,28	-	2,21	-
Восточно-Условское	"	89,07	2,85	2,05	0,45	0,44	4,74	0,4	-
Горючинское	Мелекесский	89,84	3,40	2,24	0,98	0,57	2,57	0,40	-
	Серпуховский	77,87	7,20	5,14	4,62	1,12	3,55	0,50	-
	Тульский, II	88,20	3,98	2,50	1,20	0,63	2,91	0,58	-
<b>Волгоградская область</b>									
Коробковское	Верейский	94,96	1,16	0,79	0,37	0,27	2,3	0,15	-
	Мелекесский	95,69	1,43	1,05	0,86	0,97	-	-	-
	Намюрский	94,84	1,23	0,48	0,24	0,31	2,40	0,5	-
Кулиновское	Воробьевский	83,7	7,1	2,8	2,2	1,2	2,6	0,4	-
	Пашайский	75,4	9,9	6,1	5,0	1,1	2,0	0,5	-
Щербаковское	Казанский	95,8	1,60	0,51	0,49	-	-	1,10	0,5
Блахметьевское	Бобриковский	82,8	3,30	1,1	1,5	1,7	4,3	4,3	1,0
	Евлановско-ливенский	78,5	6,40	3,40	2,0	2,8	6,3	0,6	-

возраста содержит, % по объему: метана 84,42, этана 3,89, пропана 1,75, бутанов 0,82, пентанов и высших 1,28, диоксида углерода 0,62, азота 5,54, сероводорода 1,71. Начальное содержание конденсата в газе 76,3 г/м<sup>3</sup>, конденсат имеет плотность 0,698–0,715 г/см<sup>3</sup>, содержит 10,9–11,8 % ароматических, 19,8–22,2 % нафтеновых и 67,6–68,4 % метановых углеводородов.

В последние годы в пределах южного борта Бузулукской впадины открыт ряд нефтегазоконденсатных и нефтяных месторождений (Росташинское, Зайкинское, Долинное и др.), на которых продуктивными являются карбонатные и терригенные отложения среднего девона. Дебиты газа на глубинах 4410–4570 м составляют 44–300 тыс. м<sup>3</sup>/сут, содержание стабильного конденсата до 1174 г/м<sup>3</sup>. Газ содержит, %: 45–67 метана, 8,2–14,7 этана, 4–9,2 пропана, 2–4,2 бутанов, 8–21 пентанов и высших, 0,6–1,5 диоксида углерода, 0,4–1,6 азота и редких и является ценным химическим сырьем.

Геохимическим и генетическим разнообразием характеризуются природные газы в Предуральском прогибе и прилегающем платформенном склоне. В южной – Бельской – впадине Предуральского прогиба природные газы пермских рифогенных массивов содержат метана 68–75 %, тяжелых углеводородов 9–24 %, азота 3–10 %. Обогащение газов этан-пропановыми компонентами контролируется повсеместным присутствием в залежах нефти или газоконденсата, содержание последнего нарастает в южном направлении. В полосе развития месторождений линейного типа, занимающей центральную и восточную части Бельской впадины восточнее рифовой зоны, природные газы связаны со средне- и верхнекарбонатными отложениями и характеризуются увеличением содержания кислых газов в сторону надвиговой части Урала, в том числе сероводорода до 6,5 %, диоксида углерода до 3,2 % (Саратовское, Исимовское, Беркутовское месторождения). Такое увеличение содержания сероводорода в залежах, расположенных в восточной части Предуральского прогиба, можно объяснить повышенным притоком водорода из глубинных рифтовых зон.

Далее к северу по Предуральскому прогибу, в пределах Юрюзань-Сылвенской впадины и прилегающего склона Пермско-Башкирского свода, залежи свободного газа как по количеству, так и по запасам играют подчиненную роль в сравнении с нефтяными и связаны главным образом с карбонатами среднего карбона. Свободный газ на Метелинском, Кызылбаевском и Алегазовском месторождениях на юге впадины содержит обычно метана 85–87 %, тяжелых углеводородов 7,5–8,5 %, азота 11–14 %. Севернее, на Кубиязинском, Южно-Кубиязинском, Маталинском и Усть-Айском месторождениях содержание метана понижено до 65–76 % при увеличении содержания его гомологов до 7–15 % и азота до 17–25 %. Отмечается увеличение содержания метана и уменьшение доли тяжелых гомологов и азота с запада на восток от Южно-Кубиязинского к

Усть-Айскому месторождению, т.е. в сторону наиболее прогнутой области Предуральского прогиба.

Закономерный характер имеют изменения химического состава природных газов в Пермском Приуралье, соответствующем северной части Предуральского прогиба и Пермско-Башкирского свода. По основным широтным пересечениям в направлении к Предуральскому прогибу наблюдается последовательная смена нефтяных месторождений на газонефтяные и газовые, а также увеличение содержания метана при уменьшении азотной компоненты. В газах залежей пермских отложений содержание метана составляет в среднем 83–86 %, азота 3,7–13,7 %, кислых газов 0,3–0,7 %, в каменноугольных отложениях содержание метана от 63 до 90 %, азота от 2 до 22,5 %, кислых газов от 0,2 до 5,6 %. Сероводород обычно присутствует в концентрациях не более 1,9 %, но на Бухаровском достигает 3 %, Урминском – 5,6 %.

В целом по Урало-Поволжью отмечается определенная зональность в изменении состава природных газов, которая заключается в основном в увеличении содержания метана и уменьшении содержания его гомологов в восточном и юго-восточном направлениях в сторону Предуральского прогиба и Прикаспийской синеклизы. Зона распространения газов с содержанием этана свыше 9 % охватывает территорию развития нефтяных месторождений, зона с содержанием этана 6–9 % связана с газами каменноугольных и пермских отложений, развитых во впадинах Предуральского прогиба, зона с этаном 3–6 % занимает прибортовую часть Прикаспийской синеклизы и Соль-Илецкий выступ. Газы нижне- и среднекаменноугольных отложений Нижнего Поволжья характеризуются содержанием этана 3–6 и менее 3 %.

#### *Печорская синеклиза*

Печорская синеклиза располагается в северо-восточной части Восточно-Европейской платформы и ограничивается на западе Тиманской грядой. Эти структуры совместно с северными впадинами Предуральского краевого прогиба входят в состав Тимано-Печорского региона.

Наиболее характерной чертой для современного структурного плана Тимано-Печорского региона является развитие линейно вытянутых крупных структурных элементов, подчиненных простиранию Тимана и Урала. Выделяются надпорядковые структуры: Тиманская антеклиза, Печорская синеклиза и Предуральский краевой прогиб. Печорская синеклиза является крупной платформенной впадиной, замыкающейся на севере под водами Баренцева моря. В пределах синеклизы выделяются Ижма-Печорская впадина, Малоземельская моноклираль, Печоро-Кожвинский мегавал, Денисовская впадина, Колвинский мегавал, Хорейверская впадина и Варандей-Адзвинская зона.

Характеристика газа месторождений Коми АССР и Архангельской области

Месторождение	Продуктивный горизонт	Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>	Состав газа, %							
			СН <sub>4</sub>	С <sub>1</sub> Н <sub>6</sub>	С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub> + + высш.	СО <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S
<b>Коми АССР</b>										
Верхнеомринское	Пашийский, Ia + Ib	0,625	85,0	3,3	2,25	0,33	0,08	0,04	—	9,1
Вой-Вожское	Эйфельский, III	0,609	88,1	1,0	0,15	0,06	0,05	0,1	—	10,5
Вуктыльское	Нижняя пермь, карбон	0,813	75,1	8,9	3,6	1,5	6,4	0,1	—	4,4
Джебьское	Турнейский, III	0,835	75,18	7,1	9,31	5,36	2,91	0,1	—	0,13
Западно-Изосьго-ринское	Эйфельский, III	0,586	92,40	1,0	0,2	0,1	—	0,1	—	6,2
Западно-Солтесское	Старооскольский	0,801	79,78	7,77	3,01	1,50	5,87	1,0	—	1,04
Зеленецкое	Франский	0,597	91,28	3,0	0,16	0,10	0,08	—	—	5,72
Интинское	Среднекаменноугольный	0,709	86,1	4,3	1,7	0,9	3,5	0,6	0,21	2,69
Курмынское	Нижнепермский	0,611	91,30	4,0	1,2	0,7	0,1	0,2	—	2,5
Кыртаельское	Пашийский	0,787	77,7	7,5	4,4	1,8	4,4	0,1	—	4,9
Нибельское	Пашийский, Ia + Ib	0,637	84,8	4,07	1,76	0,26	0,11	0,18	—	8,82
Нижнеомринское	Живетский, Ib	0,640	84,36	3,51	1,10	0,3	0,3	0,08	—	10,60
Пашинское	Эйфельский, III	0,773	81,70	4,4	4,2	3,9	4,9	0,2	—	4,6
Петрогородское	Старооскольский	0,669	85,80	5,7	3,1	1,9	0,6	0,4	—	2,5
Печорожвинское	"	0,906	77,75	3,61	0,43	0,76	6,64	—	—	2,6
Прилуцкое	Пашийский	0,627	88,25	8,40	2,11	0,45	0,04	0,10	—	0,58
Расохинское	Верхнеартинский	0,683	80,70	5,8	1,9	0,8	1,1	—	0,21	9,7
Седьмольское	Эйфельский	0,603	88,9	1,2	0,4	0,06	0,04	0,1	—	9,2
<b>Архангельская область</b>										
Ванейвиское	Верхнекаменноугольный	0,630	89,59	2,42	0,70	0,27	1,16	1,68	0,25	3,93
Василковское	Нижнетриасовый, T <sub>1</sub>	0,595	93,1	2,0	0,4	0,2	0,3	—	—	4,0
	Татарский+казанский,	0,598	90,9	1,0	0,1	0,1	—	—	—	7,9
	Р IX									
	Уфимский, P VII	0,605	87,14	3,38	0,55	0,24	0,14	1,39	—	7,16
	Кунгурский, P VI	0,601	92,0	3,11	0,5	0,3	0,3	—	—	4,8
	Р III	0,602	92,25	1,86	0,59	0,34	0,24	0,28	—	4,44
	Р II	0,604	92,7	1,8	0,6	0,4	0,5	0,2	0,2	3,8
	Асельский+среднека-	0,622	90,8	1,5	0,6	0,4	0,5	2,5	—	3,8
	менноугольный									
Кумжинское	Верхнекаменноугольный	0,618	91,15	1,49	0,51	0,44	0,74	0,3	0,1	5,27
Лявожское	Нижнетриасовый	0,690	80,23	2,64	1,15	0,70	0,71	0,73	—	13,8
	Сакмарский	0,710	79,71	3,53	1,17	0,49	0,33	2,19	—	12,91
	Верхнекаменноуголь-	0,915	79,9	3,2	1,2	0,7	2,2	—	—	12,8
	ный									
Шапкинское	"	0,611	91,0	2,4	1,4	0,3	0,1	—	—	4,1
Южно-Шапкинское	Артинский	0,616	91,7	1,9	0,6	0,3	0,5	0,2	—	4,8
Ярейское	Артинский, II	0,593	93,8	1,38	0,34	0,08	0,05	0,63	—	3,71



В Тимано-Печорской нефтегазоносной области нефтегазоносность установлена в широком стратиграфическом диапазоне от силура до триаса. В Ухтинском районе основные запасы газа связаны с отложениями среднего и верхнего девона: зйфельскими (пласты III и II), живецкими (Iв) и пашийскими (пласты Ia и Ib). На месторождениях Предуральяского прогиба, Шапкино-Юрьяхинского вала и Денисовской впадины газонасными являются карбонатные каменноугольные и нижнепермские отложения, а также терригенные отложения триаса.

Из общего объема начальных разведанных запасов газа Тимано-Печорского региона с отложениями пермо-карбона и триаса связано 91,6 % и с отложениями девона — 8,4 %. Метановые газы составляют 33,3 % разведанных начальных запасов и сосредоточены на глубинах до 3 км, этановые газы содержат 20,3 % запасов на глубинах в основном 1–3 км, этан-пропановые газы приурочены к глубинам 2–5 км, содержат 46,4 % запасов региона (табл. 12, рис. 12). Наиболее крупными месторождениями метановых газов являются Кумжинское, Василковское и Ванейвское, этановых — Лаявожское, этан-пропановых — Вуктыльское.

Исследователи отмечают, что благоприятные условия для интенсивной газогенерации во впадинах Предуральяского прогиба и на севере Печоро-Колвинского мегавала возникли во время варисцинской активизации тектонического режима платформы и интенсивного прогибания ее восточного и северного краев. Вовлечение мощных осадочных толщ палеозоя в высокотемпературные условия преобразования ОВ на больших глубинах (более 5 км) способствовало преимущественно процессам газогенерации. Пермские отложения внутренних бортов и осевых частей впадин Предуральяского прогиба достигали стадии катагенеза МК<sub>4</sub>–АК<sub>1</sub>, в то же время палеозойские породы Печоро-Колвинского мегавала не прошли даже стадии преобразования ОВ, соответствующей МК<sub>2</sub>.

В центре Денисовской впадины катагенез ОВ отложений терригенного девона достиг стадий МК<sub>4</sub>–МК<sub>5</sub>; что обусловило развитие в этом районе относительно сухих газов.

Таким образом, в Предуральском прогибе газоконденсатные залежи формировались за счет местных источников газогенерации и преимущественно субвертикальной миграции газа. В пределах Печоро-Колвинской тектонической зоны газовые скопления имеют миграционное происхождение, преобладает латеральная миграция.

Состав газа нефтяных, газовых и газоконденсатных залежей Тимано-Печорского региона широко меняется как по площади, так и по разрезу. В Притиманье природные газы девонских отложений характеризуются азотно-метановым составом с содержанием метана 91–95 %, тяжелых углеводородов до 4 %, азота 6–10 %, гелия 0,25–0,35 %. Характерной особенностью этого региона являются полное насыщение пластовых вод продуктивных горизонтов газом метанового состава (что обуславливает соответствующий состав газовых залежей) и взаимосвязь тяжелых нефтей Ухто-Ижемского района и сухих метановых

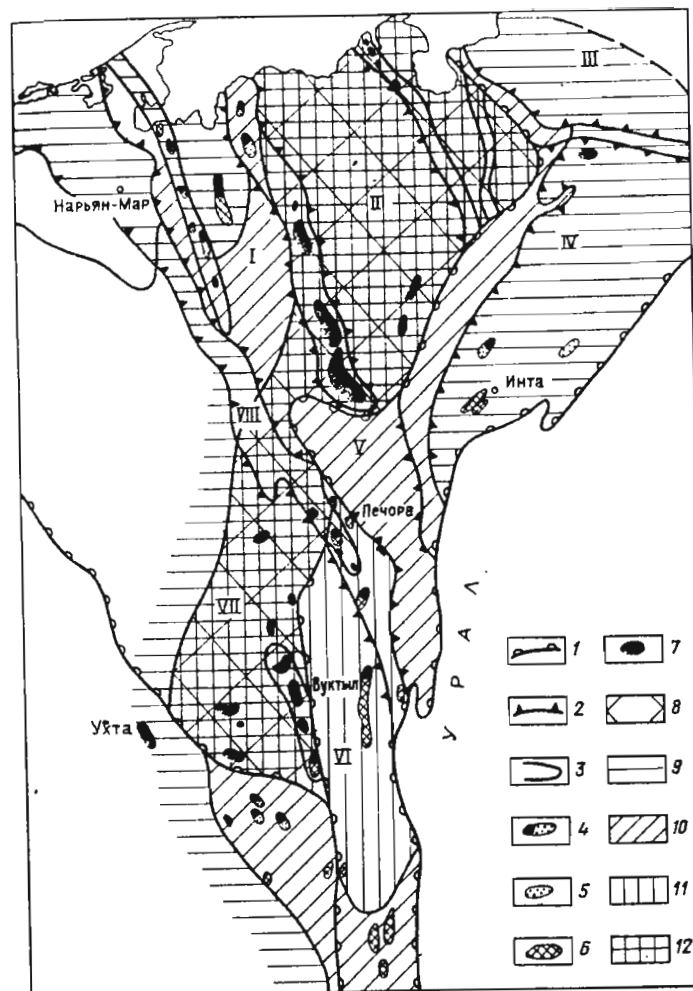


Рис. 12. Карта распространения этана в природных газах Тимано-Печорского региона.

Границы: I — современные Тимана и Предуральяского краевого прогиба, 2 — крупных тектонических структур, 3 — валов и выступов. Месторождения: 4 — нефтегазовые, 5 — газовые, 6 — газоконденсатные, 7 — нефтяные, 8 — зона развития нефтяных месторождений. Содержание этана в газе, %: 9 — < 3, 10 — 3–6, 11 — 6–9, 12 — > 9.

Впадины: I — Денисовская, II — Хорейверская, III — Кортаихинская, IV — Косью-Роговская, V — Большесельнинская, VI — Верхнепечорская; VII — Ижма-Печорская; VIII — Печоро-Кожвинский мегавал

газов. Подобное явление типично и для залежей Печоро-Колвинского мегавала, Колвинского мегавала, вала Сорокина, Хорейверской впадины.

В Ижма-Печорской впадине развиты преимущественно нефтяные месторождения, попутный газ которых характеризуется содержанием метана 34,8–53,4 %, тяжелых углеводородов 37,9–53,8 %, азота 5,6–10,8 % и диоксида углерода 0,1–0,6 %. Нефти легкие, малосмолистые. В сторону регионального погружения девонских отложений отмечается уменьшение содержания метана и увеличение доли егр гомологов. Осадочные отложения Ижма-Печорской впадины имеют стадию преобразования  $OB\ MK_1 - MK_3$ , что объясняет их преимущественную нефтеносность.

Изотопный состав углерода метана в пределах впадин варьирует от –3,71 до –4,48 %.

В Верхнепечорской впадине развиты преимущественно газовые и газоконденсатные месторождения, связанные с карбонатными отложениями перми и карбона,  $OB$  которых преобразовано до стадии  $MK_2 - MK_4$ . В южной части впадины газы характеризуются содержанием метана 81–86 %, тяжелых углеводородов 6,1–7,4 %, азота 7,1 – 7,8 %. В сторону максимального погружения отмечается возрастание доли тяжелых углеводородов до 9,7–16,9 %.

Печоро-Кожвинский мегавал в современном структурном плане представляет собой систему кулисообразных валов, осложненных локальными складками. В центральной части мегавала выделяется Кыртаель-Лыжский вал и в восточной – Печорогородский вал, с которыми связаны газоконденсатные и нефтегазоконденсатные месторождения в девонских отложениях. Газы терригенных девонских отложений содержат метана 77–85 %, тяжелых углеводородов 10,9 – 18,1, азота 2,9–4,1 %, конденсата более 300 г/м<sup>3</sup>. Изотопный состав газа от –3,58 до –3,89 %, что указывает на его глубинное происхождение.

В Денисовской впадине нефтегазоносными являются триасовые, пермские и каменноугольные отложения. В пределах Шапкино-Юрьянского вала газы преимущественно метановые с содержанием тяжелых углеводородов до 3 %, в том числе этана 1,7–2,4 %, диоксида углерода 1,7–3,6 %, азота 3,8–4,0 %. В составе газа Василковского, Ванейвисского и Кумжинского месторождения содержится 0,08–0,57 % сероводорода. На Лаявожском месторождении отмечается увеличение содержания гомологов метана и азота до 7,3 и 12,8 % соответственно. Изотопный состав варьирует от –2,94 (Кумжинское, Ванейвисское) до –3,07 % (Лаявожское, Василковское).

В пределах Колвинского мегавала и Хорейверской впадины открыты в основном нефтяные месторождения (Усинское, Возейское, Салюкинское и др.), нефти которых недонасыщены газом. Предлагается открытие залежей свободного газа в северной части этих тектонических зон.

В целом по Тимано-Печорской нефтегазоносной области наблюдается следующая зональность территориального распределения залежей нефти, газоконденсата и газа: газовые и газоконденсатные залежи приурочены к северо-западной и восточной частям региона, на севере и западе расположена область преимущественного нефтегазонакопления.

Метановые газы охватывают месторождения Ижма-Печорской впадины на глубинах 600–850 м и Шапкино-Юрьянского вала на глубинах до 2500 м. Их распространение намечается во внутренней части Предуральского прогиба в пределах Косью-Роговской впадины. Открытые здесь месторождения Интинское, Лемвенское и Кочмесское в отложениях от нижней перми до силура и на глубинах 2800–5620 м содержат, % по объему: метана 73,7–91,3, этана 0,9–3,8, пропана 0,13–0,95, бутанов 0,02–0,31, сероводорода 0,19–18,0, диоксида углерода 0,6–6,5, азота и редких 0,3–2,7.

Газы с содержанием этана 3–6 % приурочены к газонефтяным месторождениям юго-западной части Ижма-Печорской впадины и к газоконденсатным месторождениям южной части Предуральского прогиба (Рассохинское, Курьинское). Их распространение предполагается во внешней части Предуральского прогиба в пределах Большесынинской впадины и гряды Чернышова.

Газы с содержанием этана более 6 % характерны для зон газонефте-накопления в Верхнепечорской впадине (Вуктыльское, Западно-Соплесское месторождения) и зон нефтенакопления в Ижма-Печорской и Хорейверской впадинах. Газоконденсатные месторождения Верхнепечорской впадины характеризуются также высоким содержанием конденсата (360–425 г/м<sup>3</sup>), имеющего следующий углеводородный состав: метановых 70 %, нафтеновых 18 %, ароматических 12 %.

Большинство исследователей в пределах региона отмечает вертикальную зональность в распространении углеводородов: на глубинах от 200 до 1200 м распространены преимущественно метановые газы и легкие нефти, 1200–4000 м – этановые, этан-пропановые и пропан-бутановые газы, 4000–5000 м – этановые газы и ниже 5000 м – залежи сухого метанового газа.

Для Тимано-Печорского региона характерно также развитие сероводородсодержащих газов, связанных с сульфатно-карбонатными и карбонатными породами перми, девона и силура. Содержание сероводорода варьирует от 0,08 до 18 %. Отмечается увеличение содержания сероводорода в Косью-Роговской впадине в сторону Урала.

### 2.2.2. Сибирская платформа

Перспективные в нефтегазоносном отношении территории Красноярского края, Иркутской области и Якутской АССР входят в состав Сибирской платформы, имеющей дорифейский возраст фундамента. Общая площадь платформы достигает 4 млн. км<sup>2</sup>.

Глубина залегания фундамента в пределах западной (Ангаро-Тунгусской) части платформы составляет в среднем 4–5 км, лишь на отдельных участках достигая 6–7 км (Туринская впадина), реже 8 км. Значительное опускание фундамента (5–7 км) отмечается в Канско-Тасеевском районе и узкой зоне прогибания вдоль Енисейского кряжа, а приподнятое положение поверхности фундамента – в Иркутском амфитеатре (2–3,5 км), в пределах Камовского (2 км) и Непского (1,5–2 км) сводов.

В восточной части фундамент в пределах большей части Алданской антеклизы выведен на дневную поверхность, а ее северный склон образует полого погружающуюся структурную террасу. Зоны глубокого погружения фундамента отмечаются на западе Предбайкало-Виллюйского регионального прогиба, в Березовской впадине, на крайнем юго-востоке платформы, а также в пределах зон северных (6–10 км) и восточных (8–12 км) перикратонных опускания Сибирской платформы.

В строении осадочного чехла Сибирской платформы принимают участие рифейские, венд-нижнекембрийские, кембрийские, средне- и верхнепалеозойские и мезозойские отложения. Для осадочного чехла западной части платформы характерно развитие пластовых и секущих интрузий траппов, массовые внедрения которых начались с раннекаменноугольного времени. Основное количество траппов суммарной мощностью 300–1100 м сосредоточено в Тунгусской синеклизе.

Большинство исследователей в современном структурном плане выделяют Анабарскую, Алданскую, Непско-Ботуобинскую и Байкитскую антеклизы, Тунгусскую, Курейскую, Присяяно-Енисейскую и Виллюйскую синеклизы, Ангаро-Ленскую ступень, Предбайкало-Виллюйский региональный прогиб. По характеру возраста осадочного чехла и его нефтегазоносности выделено 14 нефтегазоносных областей и один нефтегазоносный район (рис. 13).

Основные запасы газа сосредоточены в Виллюйской, Енисей-Хатангской и Непско-Ботуобинской НГО. В Катангской НГО на территории Красноярского края в 1982 г. открыто Собинское нефтегазконденсатное месторождение, залежи которого приурочены к песчаным пластам ВН-I, ВН-II, ВН-IV, ВН-V нижнемелотской подсвиты нижнего кембрия. Глубина залегания пластов 2520–2700 м, мощность 5–6,6 м, пористость 14–15 %, дебиты газа 187–214 тыс.м<sup>3</sup>/сут, пластовое давление 29,6 МПа. Газ содержит, %: метана 66,5–74,5, этана 4,67–6,0, пропана 1,32–3,5, бутанов 0,53–1,4, азота 18,8–24,3; конденсата 71–106 г/м<sup>3</sup>.

В пределах Ангаро-Ленской НГО открыты Братское, Атовское и Ковыктинское газоконденсатные месторождения, на которых газ парфеновского горизонта содержит 4,4–6,9 % этана, 1,0–2,3 % пропана, 0,4–2,8 % бутанов, конденсата до 131 г/м<sup>3</sup>.

В Виллюйской НГО промышленно газоносными являются отложения верхней перми, триаса и юры, представленные чередованием песчаников и алевролитов с аргиллитами, сланцами и углями. Наиболее крупными

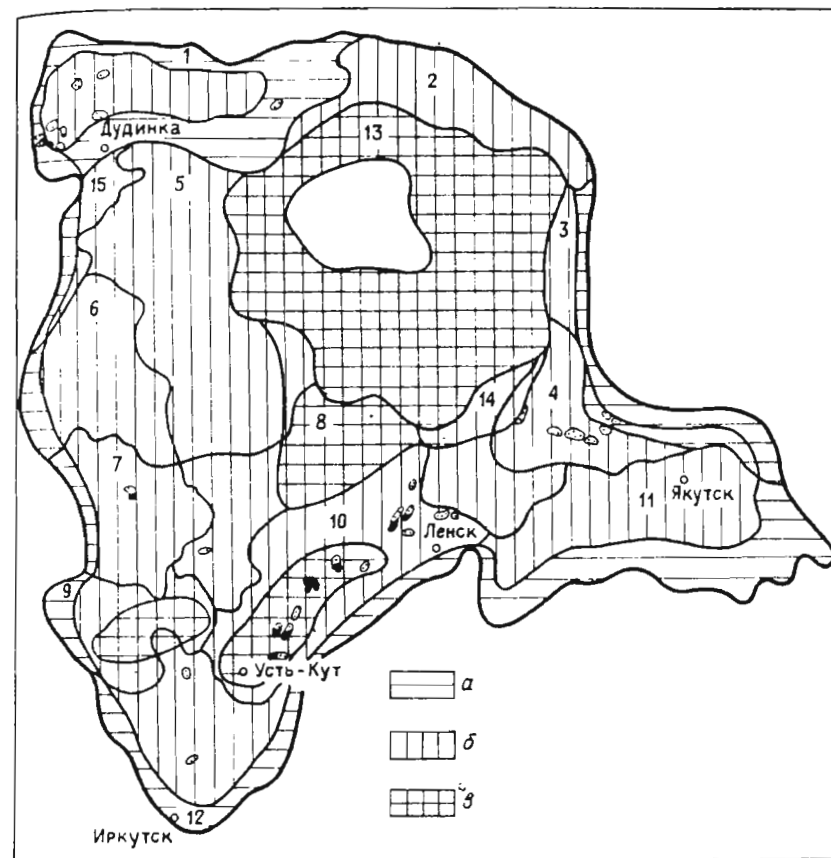


Рис. 13. Карта распределения этана в природных газах Сибирской платформы (по данным СНИИГГиМСа и ВНИИГАЗа).

Содержание в газе, %: а – этана до 3, пропана до 1, бутанов до 0,20; б – этана 3–6, пропана 1–2, бутанов 0,21–0,60; в – этана 6–9, пропана 2–3, бутанов 0,61–1,00.

Нефтегазоносные области и районы: 1 – Енисей-Хатангская, 2 – Лено-Анабарская, 3 – Предверхоанская, 4 – Виллюйская, 5 – Северо-Тунгусская, 6 – Южно-Тунгусская, 7 – Байкитская, 8 – Катангская, 9 – Присяяно-Енисейская, 10 – Непско-Ботуобинская, 11 – Северо-Алданская, 12 – Ангаро-Ленская, 13 – Анабарская, 14 – Западно-Виллюйская; 15 – Турухано-Норильский

месторождениями этаносодержащих газов являются Средневиллюйское, Толон-Мастахское, Соболюх-Неджелинское, Среднетюнгское. Природные газы характеризуются содержанием этана 3,6–4,9 %, пропана 1,2–1,7 %, бутанов 0,4–0,6 %. Содержание стабильного конденсата от 3,3 до 72,3 г/м<sup>3</sup>. По химическому составу выделяются юрские газы с содержанием гомологов метана от 1 до 4 %, нижнетриасовые – до 10 % и пермо-триасовые – до 15 %.

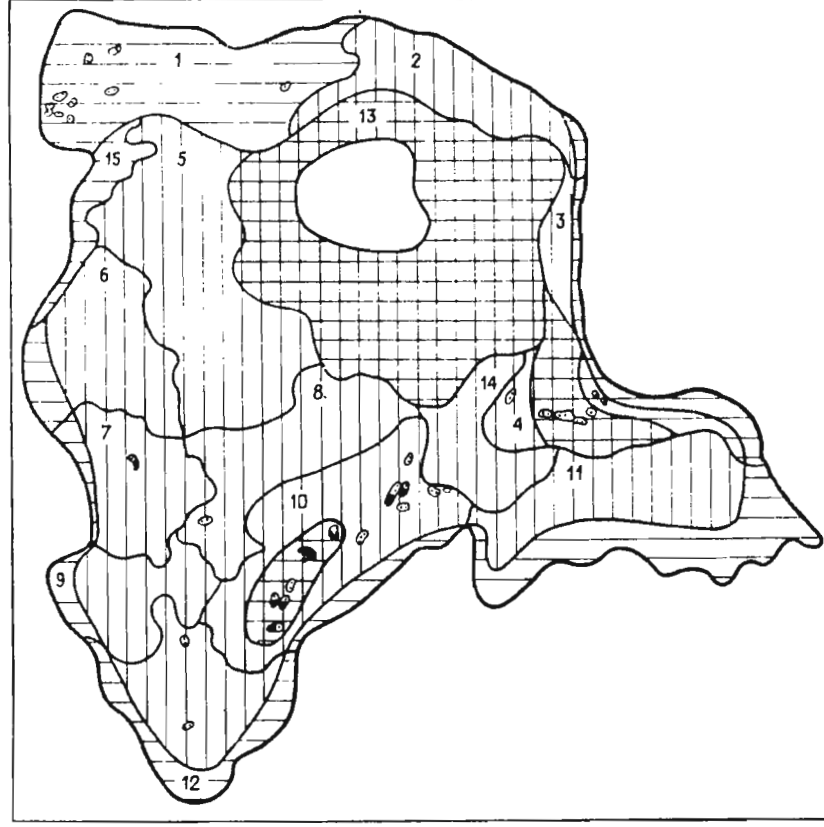


Рис. 14. Карта распределения пропана в природных газах Сибирской платформы  
Условные обозначения см. на рис. 13

По геохимическим данным, накопление ОВ преимущественно гумусового типа в породах верхней перми происходило в слабовосстановительных условиях, что обусловило их преимущественную газонасыщенность. Пермо-триасовый продуктивный комплекс выделяется как самостоятельная зона газообразования и газонакопления, которая на Ханчагайском валу располагается в пределах развития одновозрастных коллекторов. ОВ пермских и мезозойских отложений Вилюйской синеклизы характеризуется стадиями катагенеза МК<sub>3</sub> до глубин 1200–1800 м, МК<sub>1</sub> – до глубин 1800–3200 м, МК<sub>2</sub> – до глубин 2800–3800 м и МК<sub>3</sub> при погружении на глубину свыше 3800–4000 м.

Пермские, триасовые и юрские отложения прошли главную фазу нефтеобразования за относительно короткий период, после чего длительное время находились в термобарических условиях главной фазы газо-

Таблица 13

Характеристика газов месторождений Сибирской платформы

Месторождение	Продуктивный горизонт	Состав газа, %						
		СН <sub>4</sub>	С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub> + высш.	N <sub>2</sub>	СО <sub>2</sub>
<b>Красноярский край</b>								
Южно-Соленинское	Суходудинский, СД VIII–IX	95,98	3,39	0,04	0,10	0,21	0,15	0,13
	СД X–XI	95,48	3,73	0,06	0,14	0,25	0,16	0,18
	ЯК I–II	98,23	1,05	0,08	0,04	0,01	0,54	0,05
	СД III	96,36	2,6	0,02	0,16	0,32	0,15	0,39
	СД VIII–IX	94,51	3,7	0,12	0,17	0,91	0,34	0,25
	Дл-I	99,16	0,046	0,02	0,008	–	0,121	0,645
	СД IV, V, VI	89,52	4,05	1,82	0,33	2,48	0,96	0,40
Мессояхское	ВН-I	65,29	4,11	2,07	0,72	1,98	25,11	0,14
	ВН-II	61,54	5,09	2,22	0,30	2,16	27,14	0,21
<b>Иркутская область</b>								
Братское	Парфеновский	83,9	4,5	1,2	0,6	0,72	9,0	0,1
	Ярактинский	86,9	6,4	1,6	0,63	0,49	3,7	0,1
	Дулиньинское	77,84	9,68	3,49	1,28	0,49	3,99	0,43
	Марковское	82,5	7,0	2,9	0,8	2,9	3,3	0,6
	Аянское	80,30	5,06	1,39	2,72	5,17	3,07	1,55
	Ковыктинское	91,62	4,37	0,95	0,42	0,63	1,50	0,09
<b>Якутская АССР</b>								
Среднеботуобинское	Ботуобинский	86,24	3,67	1,25	0,42	0,55	7,15	0,30
	Верхневилучанское	86,28	2,11	1,62	0,79	1,09	7,89	0,05
	Ю-I	84,97	4,14	1,48	0,61	0,71	7,70	0,10
Иктехское	Ю-III	86,35	4,24	1,83	0,75	0,97	5,65	0,02
	Иреляхское	87,71	2,45	1,25	0,53	0,65	7,02	0,04

Месторождение	Продуктивный горизонт	Состав газа, %						
		CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> + + высш.	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>
Вилуйско-Джербинское Среднетюньское	Юрхяинский	86,32	4,73	1,46	0,75	0,73	5,78	0,07
	T <sub>1</sub> -B	90,71	4,94	1,25	0,42	1,04	1,34	0,30
	P <sub>2</sub> -D <sub>1</sub>	81,47	10,36	3,44	0,82	2,64	0,84	0,43
Мастахское	P <sub>1</sub> -A <sub>1</sub>	91,38	4,67	1,56	0,55	0,82	0,92	0,08
	Ю <sub>1</sub>	96,50	2,03	0,24	0,12	0,09	0,77	0,25
	P <sub>2</sub> -I	92,03	3,80	1,13	0,37	1,38	0,84	0,44
Бадаранское Средневилюйское	T <sub>1</sub> -III	90,6	3,4	0,4	0,1	0,02	3,9	0,5
	T <sub>1</sub> -III	90,6	4,9	1,7	0,6	1,4	0,5	0,3

образования (ГФГ). Этим можно объяснить преимущественную газоносность Вилуйской синеклизы и Предверхоанского прогиба.

В Енисей-Хатангской НГО газоносны сеноманские, неоккомские и юрские отложения. Наиболее крупными являются Пеляткинское, Северо-Соленинское, Южно-Соленинское, Дерябинское месторождения. Природные газы нижнего мела и юры содержат, %: метана 86-95, этана 2,2-5,0 пропана 0,08-2,0, бутанов 0,10-1,1, пентанов 0,05-0,7, азота 0,3-2,4, диоксида углерода 0,2-0,6 (табл. 13). Коэффициент жирности увеличивается с глубиной от 0,2 в сеноманских до 7,6 в юрских отложениях. Относительно сухой состав газа месторождений обусловлен развитием угленосных отложений в малохетской (баррем-апт), яковлевской (верхний апт-нижний альб) и долганской (альб-сеноман) свитах, а также невысокими (ПК<sub>3</sub>-МК<sub>1</sub>) стадиями катагенеза ОВ. Мощность отдельных угольных пластов варьирует от 0,1 до 1,2 м. В нижележащих породах яновстанской, нижнехетской и суходудинской свит (валанжин-готерив) также присутствует ряд сравнительно маломощных пластов углей и углистых глин.

В Непско-Ботуобинской НГО нефтегазоносность связана с венд-рифейскими терригенно-карбонатными отложениями, а также с карбонатным

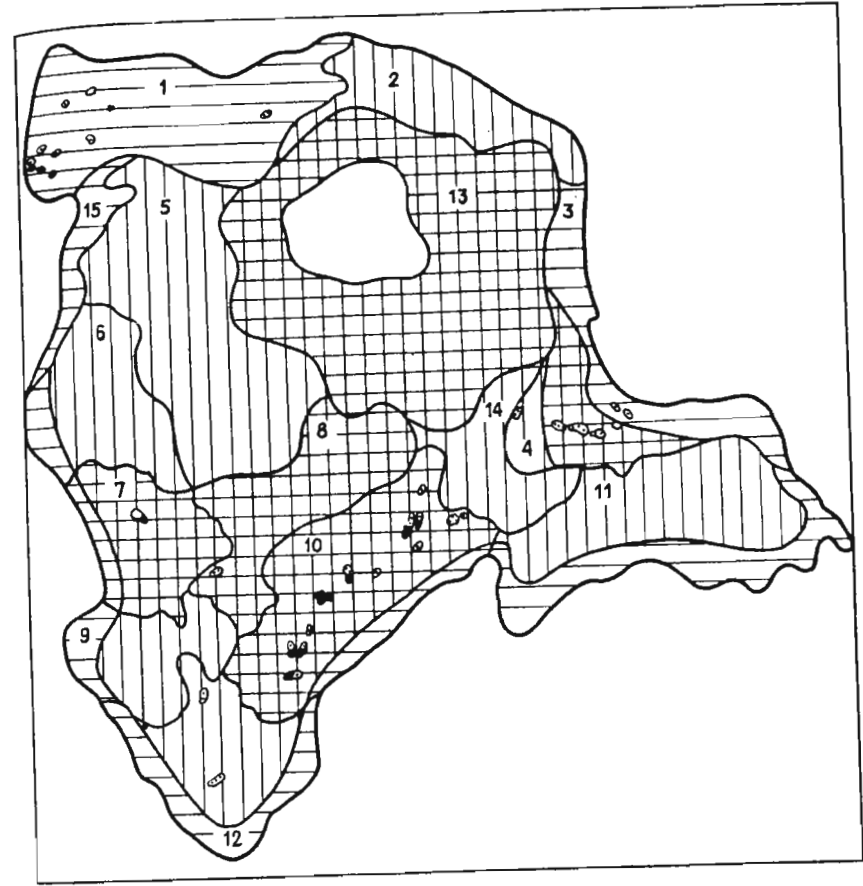


Рис. 15. Карта распределения бутанов в природных газах Сибирской платформы. Условные обозначения см. на рис. 13

комплексом нижнего кембрия. Газовые месторождения имеют многопластовый характер и отличаются сложным геологическим строением. Природные газы содержат этан 1,5-6,6 %, пропан 0,16-1,96 %, изобутана 0,02-0,31 %, нормального бутана до 0,40 %, азота 1,5-33,4 %. Коэффициент жирности изменяется от 2,3 до 15,9, причем для газовых залежей с метановым составом характерны значения 2-5, для газоконденсатных и нефтегазоконденсатных - 5-16. Изотопный состав углерода метана газов отложений венда и нижнего кембрия от -3,0 до -3,8 %. Содержание конденсата в газах колеблется от 17 (Верхне-Вилучанское) до 190 г/м<sup>3</sup> (Марковское).

Распределение состава газа в пределах Сибирской платформы показано на рис. 13-15. Отмечается последовательное снижение вниз по разре-

зу доли метановых газов за счет возрастания доли этановых. Доля этанпропановых газов в общих разведанных запасах газа незначительна и связана с газовыми шапками. Таким образом, для природных газов Сибирской платформы характерен в основном этановый тип газов с содержанием этана 3–6 % и в ряде месторождений с повышенным содержанием азота. Предполагается развитие зоны газов с содержанием этана 6–9 % и более в центральной и северной частях Тунгусской синеклизы, где ожидается развитие нефтяных месторождений. Такой состав газа обусловлен исходным составом органического вещества и историей тектонического развития региона.

### 2.2.3. Северо-Африканская платформа

Северо-Африканская платформа расположена в северной части континента и представляет собой структуру, состоящую из чередования щитов и кристаллических массивов с внутриплатформенными окраинными впадинами, заполненными осадками от рифея до современных. На территории Северо-Африканской платформы (по Н.Ю. Успенской) выделяются следующие структурные элементы: северный, западный и восточный склоны платформы, внутренняя часть платформы и Восточно-Африканская зона разломов. На западе расположена обширная Сахарская синеклиза, ограниченная на севере Большим Атласом и выполненная в основном палеозойскими отложениями. Восточнее находятся кайнозойская наложенная впадина Сирта, открывающаяся в Средиземное море, и впадины Северо-Египетская и дельты Нила.

Основные месторождения нефти и газа платформы сосредоточены в Сахаро-Ливийском НГБ, расположенном в пределах Алжира, Ливии, Туниса, АРЕ и других стран. На востоке бассейн ограничивается разломной зоной Западной Аравии. На западе границей является горноскладчатая система Угарта, на юге – склоны докембрийских массивов Хоггар, Тибести и Нубийского щита. Нефтегазоносность охватывает широкий стратиграфический интервал от кембрия до эоцена.

Сахаро-Ливийский НГБ образован вендскими и фанерозойскими отложениями. Палеозойские отложения имеют максимальную мощность свыше 600 м на западе и свыше 3000 м на востоке, уменьшаясь до 1000 м в Ливии, где они представлены лишь нижним палеозоем. Мезозойские отложения достигают максимальной мощности около 6000 м на востоке, кайнозойские – 3500 м в ливийской части бассейна.

Алжирская часть бассейна характеризуется сильной структурной расчлененностью. В структуре его выделяются три крупные впадины: на востоке Радамесская, на западе Западного Большого Эрга (Западно-Алжирская синеклиза) и в средней части – впадина Уэд-Миа.

Газовые месторождения Сахаро-Ливийского бассейна размещаются во впадинах Большого Западного Эрга и Ахнет и образуют обширный газоносный ареал – Триасовую провинцию. Нефтяные месторождения

сосредоточены во впадине Уэд-Миа, газовые и нефтяные – на западном берегу впадины Радамес и на ступени Иллизи. Месторождения нефти и газа Триасовой провинции в основном приурочены к пологим брахиантиклиналям, часто нарушенным сбросами; залежи нефти и газа обычно пластовые сводовые, реже массивные. Наиболее крупными здесь являются Хасси-Р'Мель и Рурд-Нусс.

Газоконденсатное месторождение Хасси-Р'Мель, открытое в 1956 г., расположено в 400 км к югу от г. Алжира и приурочено к своду Тильремт. Месторождение приурочено к куполовидному поднятию размерами 55x75 км и высотой 140 м, выполненному палеозойскими отложениями. Пластовая, сводовая, частично литологически экранированная залежь расположена на глубине 2130–2400 м и заключена в едином резервуаре, образованном тремя сообшашимися между собой пластами песчаников (А, В и С) среднего и верхнего триаса, перекрытыми соленосными образованиями. Начальные запасы газа оцениваются в 1,5 трлн. м<sup>3</sup>, конденсата – 400 млн. т. Содержание конденсата в газе 200 г/м<sup>3</sup>. Газ содержит, %: метана 81,5, этана 7,1, пропана 2,2, бутанов 1,6, пентанов 2,7, азота 4,7, диоксида углерода 0,2. Газ месторождения подается по газопроводу длиной 416 км на завод сжижения в г. Арзев и экспортируется в Италию, Великобританию, Францию, ФРГ, Австрию, Швейцарию и другие страны.

Нефтегазоконденсатное месторождение Рурд-Нусс открыто в 1962 г., расположено в 220 км к юго-востоку от нефтяного месторождения Хасси-Мессауд. В строении месторождения принимают участие отложения кембрия, ордовика, силура, девона, триаса, юры и мела. Триасовый комплекс пород несогласно залегают на девонских и силурийских отложениях. Месторождение приурочено к валу Рурд-Нусс-Хамра и представляет собой резко выраженную брахиантиклиналь, связанную, возможно, с выступом фундамента. Размеры складки 10,5x6 км. Складка осложнена сбросами. Углы падения крыльев на востоке 12,5°, на западе 11°. Основным продуктивным горизонтом является верхняя песчано-глинистая пачка триаса, в которой на глубине 1750 м выявлена газовая залежь с нефтяной оторочкой. В нижнем триасе в песчаных отложениях на глубине 1900–2000 м также выявлена залежь газа.

Газ месторождения Рурд-Нусс состоит из (%) метана 75,3–88,6, этана 6,7–7,2, пропана 2,4–2,6, бутанов 1,4–1,6, пентана и высших 3,0–3,3, содержит конденсат 120–160 г/м<sup>3</sup> с плотностью 0,741–0,775 г/см<sup>3</sup>. Нефть имеет плотность 0,830 г/см<sup>3</sup>. Запасы газа месторождения оцениваются в 850 млрд. м<sup>3</sup>.

В целом для Триасовой провинции характерна четкая дифференциация по площади в подсолевом комплексе зон преимущественного газонакопления (зона Тильремт и подзона Уэд-Нумер–Аит-Кхеир), нефтенакопления (зоны Хауд-Беркауи–Эрг-Джуад, Хасси-Мессауд) и нефтегазонакопления (зоны Хасси-Туаре–Рурд-эль-Багель, Рурд-Нусс–Рурд-Шуф). Во всех газовых залежах провинции отмечается высокое содержание кон-

Таблица 14

## Сводная характеристика газов месторождений Триасовой провинции Северо-Африканской платформы

Возраст	Глубина, км	Тип залежи	Содержание		
			CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> +вышш.	N <sub>2</sub>
Поздний триас	3,38	НГК	82,16	16,46	0,51
Средний триас	2,65	НГК	71,00	23,10	5,40
То же	2,15	ГК	82,02	12,20	5,58
"	2,55	ГК	85,72	13,61	—
Ранний девон	2,44	НГК	78,50	18,29	—
Ордовик	3,47	НГК	75,06	19,62	1,28
Кембрий	3,50	Н	60,70	37,80	—

Содержание					
CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> +вышш. г/м <sup>3</sup>	C <sub>2</sub> /C <sub>3</sub>	$\frac{100C_2}{C_3+C_4}$	K <sub>ж</sub>	$\frac{i-C_4}{n-C_4}$
0,87	319	2,4	148	20,0	0,71
0,50	177	1,9	131	32,5	0,50
0,20	150	2,6	173	14,9	0,61
0,67	158	2,7	173	15,9	0,87
13,12	158	1,6	116	23,3	0,60
4,04	365	2,6	172	26,1	0,67
1,50	—	1,9	158	62,3	—

денсата. Для нефтяных месторождений характерны недонасыщенность нефтей растворенным газом, недозаполненность ловушек и наличие в резервуарах АВПД [21]. Формирование залежей нефти и газа в западной части провинции происходило на протяжении юры и раннего мела. При этом кембрийские и пермо-триасовые резервуары были гидродинамически связаны.

На востоке Триасовой провинции [21] образование залежей нефти и газа происходило в два этапа: на первом, начиная с герцинской фазы тектогенеза и до австрийской, были сформированы нефтяные залежи в северной части вала Хасси-Шерги-Рурд-эль-Багель, на втором этапе с австрийской фазы — газоконденсатные залежи в зоне нефтегазонакопления Рурд-Нусс-Рурд-Шуф. Природные газы газовых месторождений Триасовой провинции относятся к этан-пропановому типу, нефтяных залежей — к пропан-бутановому (табл. 14, рис. 16). Отмечается облегчение состава газа к бортовым частям провинции.

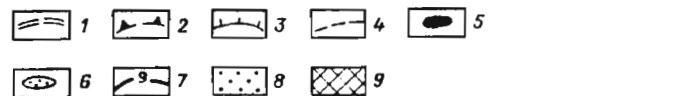
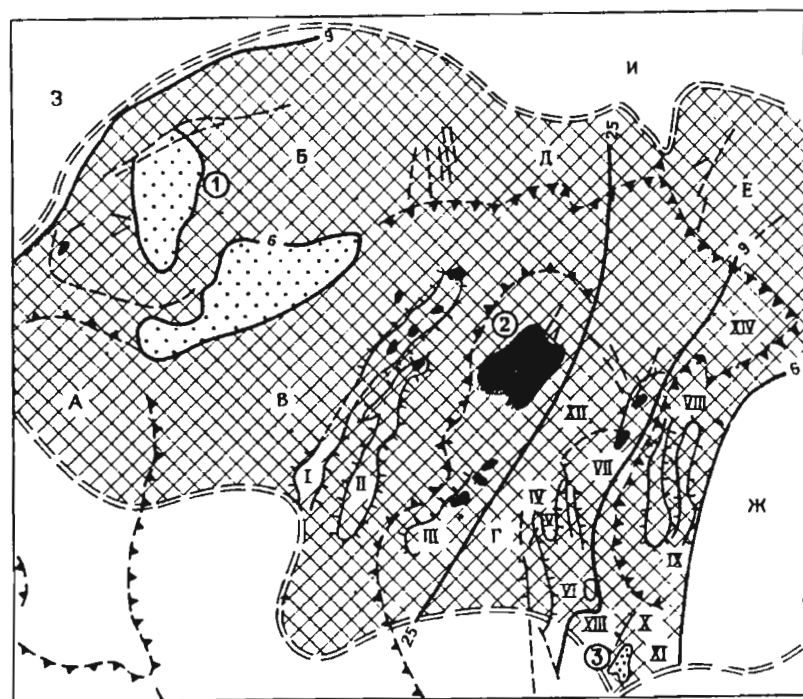


Рис. 16. Карта распределения этана в природных газах Триасовой провинции Северо-Африканской платформы (тектоническая основа по [21]).

Границы: 1 — Триасовой провинции, 2 — крупных структурных элементов, 3 — ватов; 4 — разломы; месторождения: 5 — нефти, 6 — газа и газоконденсата; 7 — изолиния содержания этана, %; зоны распространения газов с содержанием этана: 8 — 3–6 %, 9 — более 6 %.

Тектонические элементы: А — свод Аллад, В — свод Тильремт, В — впадина Уэд-Миа, Г — сложная гряда Амгид-эль-Биод-Хасси-Мессауд, Д — седловина Туггурд, Е — свод Дахар, Ж — впадина Радамес; Предатласские прогибы: З — Бену, И — Мельрир; вали: I — Хауд-Беркауи, II — Эрг-Джуад, III — Эль-Агреб — Эль-Гасси. IV — Алленда — Рурд-эль-Гемра, V — Драа-Сбейт, VI — Азель-Н'Сир, VII — Хасси-Шерги-Рурд-эль-Багель, VIII — Бридес-Лудж, IX — Тауй-эль-Арби, X — Рурд-Нусс, XI — Рурд-Адра-Рурд-Шуфф; прогибы: XII — Хорбан, XIII — Тартрат, XIV — седловина Калеф.

Месторождения (цифры в кружках): 1 — Хасси-Р'Мель, 2 — Хасси-Мессауд, 3 — Рурд-Нусс

Таким образом, размещение месторождений нефти и газа и распределение составов газов в Триасовой провинции обусловлено в основном тектонической историей развития региона.

#### 2.2.4. Северо-Американская платформа

Северо-Американская платформа является самым крупным структурным элементом Северной Америки. В ее составе выделяется Канадско-Гренландский щит, где обнажены в основном породы кристаллического фундамента. Часть платформы, расположенная южнее Канадско-Гренландского щита, выделяется под названием плиты Мидконтинента, сложенной породами палеозоя. Западная окраина Северо-Американской платформы выделяется как плита Великих Равнин и сложена осадочными отложениями от кембрия до кайнозоя включительно. В пределах Мидконтинента и Великих Равнин обособляется ряд погруженных областей, выделяемых как отдельные нефтегазоносные бассейны – Мичиганский, Иллинойский, Западный Внутренний, Пермский, Уиллинтонский и др. Эти бассейны характеризуются различным геологическим строением, диапазоном нефтегазоносности, составом газов.

Мичиганский НГБ располагается около озер Мичиган и Гурон и приурочен к крупной синеклизе площадью около 316 тыс. км<sup>2</sup>. Осадочный чехол имеет максимальную мощность в центральной части 5327 м и сложен кембрийскими, ордовикскими, силурийскими, девонскими, каменноугольными (миссисипскими и пенсильванскими), юрскими и четвертичными отложениями. Весь разрез палеозойских отложений, за исключением пенсильванских, представлен морскими образованиями, что обусловило здесь развитие нефтяных и газовых месторождений с высоким содержанием метана в газе.

Нефтеносность Мичиганского НГБ связана с известняками и доломитами среднего девона, песчаниками миссисипского возраста, карбонатами силура и ордовика, газоносность – с песчаниками миссисипского возраста, карбонатными комплексами девона и силура. Газовые месторождения в восточной части НГБ приурочены к силурийским рифовым массивам, причем газовые залежи связаны как с биогенными выступами в серии ниагара среднего силура, так и вышележащими сводовыми структурами облекания рифовых тел – серия салайна, верхний силур. Коллекторы комплекса салайна отделены от известняков ниагара и перекрыты мощными горизонтами эвапоритов. Газ силурийских отложений на глубинах 790–2170 м содержит, % по объему: метана 84–90, этана 4,7–7,1, пропана 1,8–2,8, бутанов 1,2–2,0, пентанов и высших 0,5–0,6, азота 0,4–4,1. Отмечаются различия состава попутных газов и газов, не связанных с нефтяными месторождениями:  $i-C_4/n-C_4$  0,47 и 1,2;  $C_2/C_3=2,8$  и 2,0,  $\delta^{13}C_1=-4,7$  и  $-4,1$  % соответственно.

В Мичиганском НГБ размещение нефтяных и газовых месторождений контролируется взаимосвязью тектонических, эрозионно-аккумуля-

тивных и литологических факторов. Газовые залежи сконцентрированы в основном на глубинах до 2,2 км, нефтеносность увеличивается с глубиной. Состав газа этановый и этан-пропановый, обусловлен исходным сопропелевым типом органического вещества нижнепалеозойских отложений.

Иллинойский НГБ или Восточный Внутренний НГБ расположен к югу от Мичиганского и приурочен к крупной внутриплатформенной синеклизе размером 675x458 км. Осадочные отложения мощностью до 4,3 км представлены терригенными и карбонатными породами кембрия, ордовика, силура, девона, миссисипского и пенсильванского возраста. Основные нефтегазоносные горизонты представлены песчаниками и известняками миссисипского возраста, содержащими до 80 % начальных запасов углеводородов НГБ. Остальные запасы бассейна приходятся на долю пенсильванских песчаников, карбонатных пород девона, силура, ордовика. Большинство открытых месторождений нефтяные, в них находится в растворенном состоянии или образует газовые шипки. Исключением является месторождение Мидленд в штате Кентукки с запасами газа около 50 млрд. м<sup>3</sup>.

По материалам американских геологов, нефтематеринскими породами являются глинистые и карбонатные породы миссисипского возраста, глины, аргиллиты и сланцы верхнего девона, а также глинистые и карбонатные породы ордовика и силура. По геологическим данным, значительная часть нефти, встреченная в пенсильванских породах, мигрировала из нижележащих миссисипских образований. Подчищенная газоносность Иллинойского НГБ, возможно, объясняется отсутствием в разрезе эвапоритовых покровов, широким развитием разрывов, способствовавших дегазации недр, предпенсильванскому перерыву осадконакопления.

Газовые залежи расположены на глубинах 300–700 м и характеризуются содержанием метана в газе 93–96 %, тяжелых углеводородов 0,6–2,0 %, диоксида углерода 0,1–1,2 %, азота 2,1–4,1 %, гелия 0,05–0,15 %, коэффициент жирности 0,6–2,0. Метановый состав газов может быть объяснен как результат дегазации тяжелых нефтей, а также неглубоким расположением зоны газонакопления.

Пермский НГБ содержит крупные разведанные и потенциальные запасы природного газа и относится к числу основных газодобывающих районов страны. Расположен он в Пермской синеклизе на территории Западного Техаса и юго-восточной части штата Нью-Мексико. Основными структурными элементами являются впадины Делавер, Вал-Верде и Мидленд, поднятие Центральная платформа и крупный свод Бенд (рис. 17). Осадочный чехол представлен породами палеозоя и в небольшом объеме – мезозоя-кайнозоя.

Почти половина палеозойского разреза приходится на пермско-пенсильванские отложения, которые отличаются полифациальным характером строения, наличием эвапоритового комплекса мощностью до



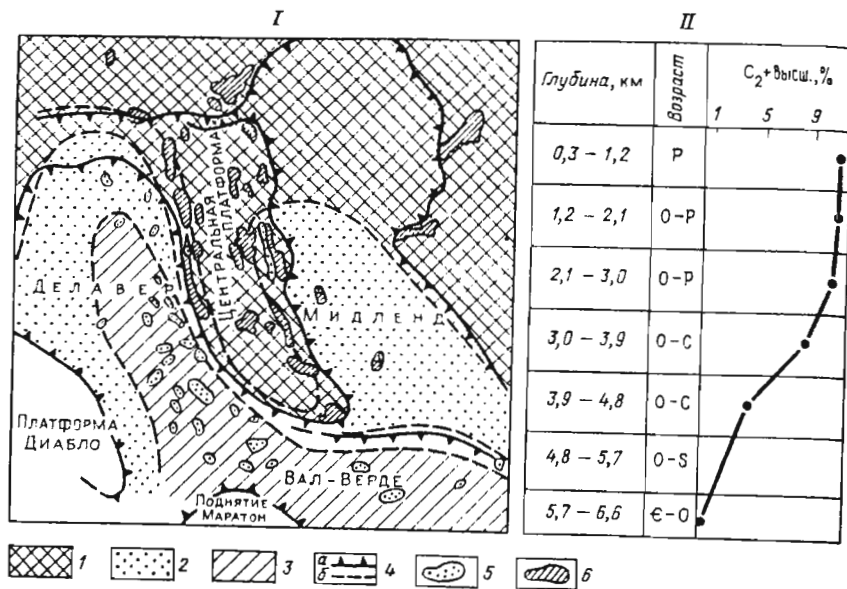


Рис. 17. Карта распределения газов по составу (I) и вертикальная зональность в распределении гомологов метана (II) Пермского нефтегазоносного бассейна (по Э.В. Чайковской, И.В. Высоцкому, Н.Ю. Успенской и др.).

Зоны распространения газов: 1 - этан-пропановых и пропан-бутановых, 2 - этановых, 3 - метановых; 4 - границы структурных элементов (а) и зон распространения газов (б); месторождения: 5 - газовые, 6 - нефтяные

1300 м и широким развитием на бортах впадин рифовых массивов барьерного и атоллового типов. Региональное строение синеклизе осложнено крупными стратиграфическими и угловыми несогласиями, обусловившими значительные несоответствия структурных планов верхних и нижних горизонтов осадочной толщи.

Нефтегазоносность в Пермском бассейне имеет региональный характер и связана с отложениями всех систем палеозоя. Газовые месторождения сконцентрированы главным образом во впадинах Делавер и Вал-Верде. Эти впадины представляют собой предгорные прогибы перед фронтом складчатой области Маратон. Мощность осадочного чехла во впадинах превышает 9000 м.

Нефтегазоносность приурочена к отложениям пермской, каменноугольной, девонской, силурийской и ордовикской систем. На первых этапах разведка была ориентирована преимущественно на пермские и пенсильванские отложения, где на глубинах до 2000-3000 м были открыты сравнительно мелкие залежи газа, связанные с антиклинальными складками, рифовыми массивами, зонами вторичной трещиноватости и

т.д. Наиболее крупные приросты запасов осуществлены при разведке глубокозалегающих карбонатных комплексов нижнего палеозоя, особенно свиты элленбергер, вскрытой скважинами на глубине 4000-6000 м. Отложения свиты элленбергер (нижний ордовик) представлены светлыми, сахаровидными доломитами мощностью 500 м и более. Газовые залежи в свите элленбергер выявлены на крупнейших месторождениях Паккет, Гомес, Браун-Бассет. Все они связаны со сводовыми ловушками, в большинстве тектонически экранированными. Газ элленбергерских отложений содержит значительное количество диоксида углерода - от 28 до 98 %, метана 47-96 %, гомологов метана 0,1-2,0 %, азота 0,4-3,0 %. Перекрывающие элленбергер глины, песчаники и известняки группы симпсон (средний ордовик) продуктивны только на месторождении Юкка-Бутт. Нижне- и среднесилурийские продуктивные отложения свиты фазелман представлены доломитами и известняками общей мощностью 280 м. Девонские карбонатные отложения имеют мощность до 100 м и характеризуются высокой пористостью (до 15 %). Проницаемость их низкая - меньше  $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ .

Пенсильванские отложения продуктивны на месторождениях в пределах впадины Мидленд, свода Бенд, где выявлены нефтяные залежи. Залежи газа открыты в северо-западной части впадины Делавер. Нефтегазоносными являются отложения серий стоун и циско, сложенные известняками и песчаниками. В нижнепермских отложениях нефтегазоносны песчаники свиты вулфкемп.

Газовые залежи впадин Делавер и Вал-Верде характеризуются высокой продуктивностью. Начальные дебиты скважин достигают 2,5-3,0 млн. м<sup>3</sup>/сут. Наиболее высокопродуктивные залежи связаны с отложениями перми и ордовика. В пределах бассейна выявлено более 10 крупных и крупнейших газовых месторождений, среди которых имеют начальные запасы газа, млрд. м<sup>3</sup>, месторождение Гомес 283, Паккет 184, Локридж 103, Гоаноза 99. Формированию крупных газовых скоплений и сохранению залежей способствовало наличие в верхней части мощных, практически непроницаемых толщ галогенных образований.

В распределении нефтегазоносности по разрезу Пермского НГБ отмечается определенная зональность: развитие зоны нефтегазоносности до глубин 3-3,5 км в отложениях перми и карбона с содержанием этана в газе до 9-11 %, зоны газоносности до глубин 4,0-4,5 км в девонских и силурийских отложениях с содержанием этана 1-6 % и зоны преимущественной газоносности в отложениях ордовик-кембрия на глубинах ниже 4,5 км с содержанием этана 0,1-1 %. Зона преимущественной нефтеносности охватывает приподнятые структуры НГБ (центральная платформа и свод Бенд), зоны нефтегазоносности и преимущественной газоносности приурочены к окраинным частям положительных структур и глубоко погруженным впадинам Делавер и Вал-Верде (см. рис. 17). Во впадине Делавер, по материалам американских геологов, нефтяные залежи связаны с нижнепермско-пенсильванскими отложениями, прошед-

Таблица 15

индивидуальный и изотопный составы углерода газов  
продуктивных отложений месторождения Гоаноза  
(впадина Делавер Пермского НГБ)

Показатели	Пенсильванский, серия строн	Девон	Нижний ордовик, элленбергер
Глубина, км	2,865	3,200	4,580
Индивидуальный состав, % по объему:			
диоксид углерода	0,33	1,62	1,5
азот	1,05	0,47	0,2
метан	87,84	90,32	96,0
этан	5,38	3,01	1,8
пропан	2,51	1,09	0,2
изобутан	0,30	0,17	0,1
нормальный бутан	0,73	0,44	0,1
пентан и высшие	1,86	2,88	0,1
Коэффициенты:			
$C_2 + \text{высш.}/C_1$	12,30	8,40	2,4
$i = C_n/n = C_4$	0,41	0,39	1,0
$C_2/C_3$	2,10	2,80	9,0
Изотопный состав углерода $\delta^{13}C$ , ‰:			
метан	-4,49	-3,95	-
этан	-3,51	-3,24	-
пропан	-3,16	-2,98	-
изобутан	-3,12	-2,92	-
нормальный бутан	-3,06	-2,94	-
Показатель LOM	11	12	13

шими главную фазу нефтеобразования в интервале температур 65–125 °С и глубин 1,5–3,4 км, газоконденсатные залежи с этановым и этан-пропановым составом газа характерны для более высоких стадий катагенеза в интервале 3,4–4,1 км и температурах 125–160 °С. Залежи метанового газа характерны для стадий апокатагенеза сапропелевого и смешанного типов ОВ на глубинах ниже 4,1 км и температурах выше 160 °С.

Генерация углеводородов во впадине связана в основном с материнскими породами ранне-, среднепермского, среднеленсильванского, верхнедевонского и миссисипского и среднеордовикского возраста. На примере месторождения Гоаноза А.Т. Джеймс [46] показал, что, по данным изучения распределения изотопов между компонентами, газ из залежи пенсильванского возраста образовался во время максимума генерации нефти. Источником углеводородного газа могут быть пермские глинистые породы серии вулфкемп, содержащие 2–4 % органического углерода. Газы девонских и ордовикских отложений образовались при более высоких стадиях катагенеза и содержат меньше тяжелых углеводородов (табл. 15).

Таким образом, нефтегазоносные бассейны Северо-Американской платформы характеризуются разнообразным составом газа, обусловленным тектонической историей бассейна, глубиной погружения осадочного чехла, стадиями катагенеза, и составом ОВ. Неглубоко погруженные бассейны являются преимущественно нефтеносными, более погруженные – нефтегазоносными и преимущественно газоносными.

## 2.3. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ КОМПОНЕНТОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА МОЛОДЫХ ПЛАТФОРМ

### 2.3.1. Центрально-Евразийская платформа

Обширная территория, охватывающая Предкавказье, Среднюю Азию, Западную Сибирь, выделяется под названием Центрально-Евразийской платформы. Она контактирует с Восточно-Европейской платформой и складчатой системой герцинид Урала. Южная ее граница проходит вдоль альпийских складчатых систем и краевых прогибов Крыма, Кавказа и Копетдага, на востоке она ограничена Алтае-Саянской складчатой областью и Сибирской платформой.

В пределах Центрально-Евразийской платформы выделяются Скифско-Туранская платформа, состоящая из Скифской и Туранской плит с герцинидским складчатым основанием, впадины Казахской складчатой зоны с каледонским фундаментом и Западно-Сибирская платформа (плита) с разновозрастным палеозойским и байкальским фундаментом.

#### Скифская плита

Скифская плита ограничивается на юге Большим Кавказом, на севере – Манычским прогибом. Она включает Степной Крым, Северное Предкавказье, а также значительную часть акватории Азовского, северо-западную часть Черного и центральную часть Каспийских морей. Фундамент плиты сложен средне-, верхнепалеозойскими породами и залегает на глубинах от 0,5 до 12 км. Наиболее крупными структурными элементами являются Западно-Кубанская, Восточно-Кубанская и Терско-Кумская впадины, которые разделяются Адыгейским выступом фундамента и Ставропольским сводом.

По мнению многих исследователей, континентальные и прибрежные угленосные и субугленосные толщи нижней и средней юры, безугольные субконтинентальные дельтовые отложения кайнозоя в связи с их максимальной обогащенностью ОВ являются основным источником генерации газообразных и жидких УВ. В нижней, среднеюрском комплексе отмечается приуроченность всех газовых месторождений к преимущественно континентальным формациям, в зонах развития нефтяных месторож-

Таблица 16

## Характеристика газов месторождений Скифской плиты

Месторождение	Продуктивный горизонт	Состав газа, %						
		CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> + + высш.	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>
<b>Краснодарский край</b>								
Анастасовско-Троицкое	Мзотический	87,91	2,71	0,18	0,12	1,98	1,50	5,60
Березанское	Альбский	88,33	4,50	1,80	0,44	0,18	1,70	3,05
Майкопское	Барре́мский	87,58	5,66	1,13	0,44	0,60	1,20	3,39
Куше́вское	Альбский	87,97	4,43	0,92	0,18	1,00	1,30	4,20
Староминское	"	88,04	6,32	1,29	0,52	0,84	1,00	1,99
Ленинградское	"	87,97	5,27	1,55	0,56	2,69	1,61	0,35
Каневско-Лебяжье	"	85,67	6,84	2,31	0,36	2,02	2,40	0,40
Крыловское	"	90,31	5,12	1,50	0,52	0,18	1,65	0,72
Юбилейное	Келловейский	88,43	4,53	0,86	0,69	2,97	2,12	0,40
Бейсугское	Эоценовый	90,32	4,19	0,80	0,20	1,29	1,30	1,90
Некрасовское	Нижнемеловой	79,76	9,00	2,50	0,98	0,25	1,60	5,91
Кошехабльское	Оксфордский, III	97,58	0,50	0,20	0,10	0,02	1,00	0,60
		84,50	5,00	1,00	0,40	1,40	1,50	6,20
		90,04	3,18	0,42	0,18	0,32	0,23	5,70
<b>Ставропольский край</b>								
Северо-Ставропольско-Пелагиадинское	Хадумский	96,5	1,5	0,2	0,1	-	1,5	0,2
Расшеватское	Зеленой свиты	84,4	4,0	2,5	1,7	0,3	6,2	0,9
Тахта-Кулугуйинское	Хадумский	97,4	0,5	0,1	0,1	-	1,7	0,2
Ми́рненское	Нижнемеловой	79,5	9,3	3,9	1,2	0,9	2,3	2,9
	Хадумский	98,20	0,30	0,10	0,10	-	1,10	0,20
	Альбский	80,23	10,91	1,98	0,65	0,63	1,42	4,18
Русский Хутор	Пижнемеловой	77,10	10,10	4,30	1,80	-	5,00	1,70
Сельское	"	71,10	14,40	4,70	2,70	1,60	1,30	4,20
Русский Хутор (Центральный)	Барре́мский	69,10	11,30	3,30	1,70	8,6	3,30	2,70
Степное	"	71,17	9,59	2,36	10,20	0,66	2,80	3,22
Ачсу	Верхнемеловой	86,62	1,86	0,54	0,33	0,50	1,73	8,42
<b>Чечено-Ингушская АССР</b>								
Бенойское	Верхнемеловой	82,60	7,50	3,90	3,00	0,90	0,40	1,70
Червленное	Сарматский	97,97	1,49	0,27	0,27	-	-	-
<b>Калмыцкая АССР</b>								
Ермолинское	Алгский	77,50	10,30	2,60	0,90	3,20	4,10	1,40
Восточно-Камышанское	Нижнеаптский	70,26	12,04	6,54	3,00	1,18	4,25	2,73
Нарын-Худукское	"	83,31	9,29	2,22	0,41	1,28	2,49	1,00

дений преобладают морские отложения. Верхнеюрская карбонатная формация содержит газопыльные и газоконденсатные залежи, а при наличии глинисто-карбонатных и песчано-карбонатных разностей развиты нефтяные и нефтегазоконденсатные месторождения [9].

Для апт-альбских отложений Скифской плиты отмечается четкая связь распределения месторождений нефти и газа с качественным содержанием ОВ: там, где преобладает гумусовое ОВ, накапливается газ (месторождения Ейско-Березанского вала, Расшеватское, Хошмензил), там, где смешанный тип ОВ – нефть (месторождения Терско-Сунженского района), а также встречаются нефтяные и нефтегазовые залежи (Прикумско-Тюленевский вал).

Степень катагенетической преобразованности ОВ характеризуется широким диапазоном. Так, нижнеюрские отложения в приподнятых зонах (Адыгейский выступ, вал Карпинского) содержат ОВ, преобразование до стадий катагенеза МК<sub>2</sub>, в пределах Западно-Кубанского и Терско-Каспийского прогибов – до АК<sub>2</sub>-АК<sub>4</sub>. Апт-альбские отложения характеризуются органическим веществом, достигшим стадии катагенеза МК<sub>2</sub>.

К началу 1988 г. на Северном Кавказе открыто более 150 месторождений нефти и газа в отложениях триаса, юры, мела, палеогена и неогена в интервале глубин 240–5280 м. Газовые месторождения, выявленные на глуби-

нах от 500 до 800–1200 мм в майкопских, хадумских и вышележащих отложениях, содержат этана не более 1 %. Газы с концентрацией этана 3–6 % приурочены к мезозойским отложениям на месторождениях Ейско-Березанского вала и южного склона Ростовского выступа. Более жирные газы (6–9 % и более этана) распространены в Терско-Кумской впадине и в Предгорном Дагестане, т.е. в районах восточного Предкавказья, испытавших длительное прогибание (табл. 16).

На южном склоне вала Карпинского (месторождения Ермолинское, Уланхольское, Комсомольское) и в Прикумско-Тюленевском районе (месторождения Восточно-Сухокумское, Степное, Солончаковое и др.) газы нижнемеловых и юрских отложений имеют среднее содержание тяжелых углеводородов более 10 %, в том числе этана 6–10 %, с некоторой тенденцией увеличения от нижнемеловых к юрским горизонтам. Эта зона этан-пропановых газов на юго-западе прослеживается также на Веселовском, Северо-Нагутском и Мирненском месторождениях в Центральном Предкавказье (рис. 18).

Дальнейшее утяжеление состава мезозойских газов с содержанием тяжелых углеводородов более 30 % и снижением содержания метана до 40–50 % и менее установлено в Прикумском и Терско-Сунженском районах (нефтяные месторождения Озек-Суат, Колодезное, Величаевское, Малгобек-Вознесенское и др.). В составе этих газов установлены максимальные концентрации этана (больше 10 %) и пропан-бутанов (больше 10 %), причем существенных изменений при переходе от нижнемеловых к юрским горизонтам не наблюдается.

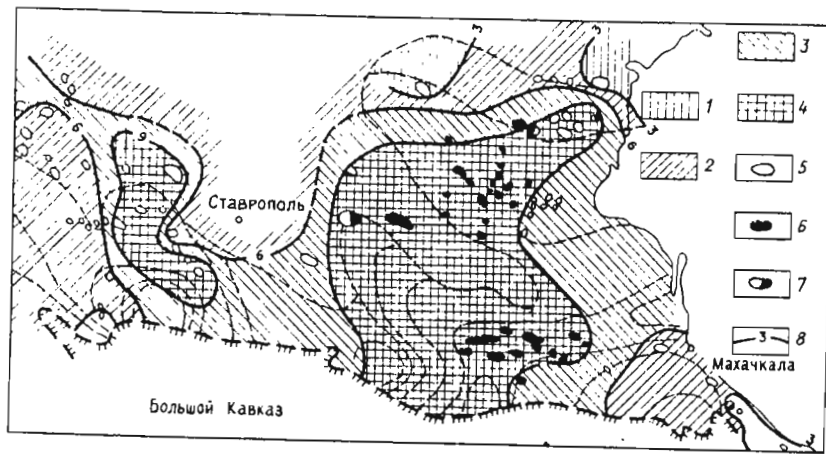


Рис. 18. Карта распределения этана в природных газах нижнемеловых и юрских отложений Северного Кавказа (по В.И. Ермакову, Е.И. Гайло, И.В. Гришиной).

Содержание этана, %: 1 – < 3, 2 – 3–6, 3 – 6–9, 4 – > 9; месторождения: 5 – газовые и газоконденсатные, 6 – нефтяные, 7 – газонефтяные; 8 – изолинии равных содержаний этана, %

Таким образом, на Скифской плите, несмотря на способность газов к миграции, их состав обнаруживает строгую систему зонального распространения. Установлено, что этановые и этан-пропановые газы тяготеют к пригеосинклинальным прогибам, тогда как метановые газы приурочены к крупным платформенным поднятиям, развивающимся унаследованно в течение всего мезозоя. Подобное распределение газа с его утяжелением в сторону прогибов названо В.И. Ермаковым "прямой" газовой зональностью. "Обратная" зональность наблюдается для юрского прогиба Прикумской области. Явление "обратной" зональности объясняется особенностями состава и степенью измененности юрского угольного вещества, генерировавшего основные объемы природных газов.

В целом на Скифской плите с увеличением глубин отмечается увеличение содержания доли гомологов метана в газе. Так, в интервале до 1 км преобладают метановые газы, в интервале 1–3 км – этановые и ниже 3 км – этан-пропановые. Метановые газы связанные с кайнозойскими отложениями в пределах сводов, этановые – с меловыми и этан-пропановые – с меловыми и юрскими отложениями.

Коэффициент жирности увеличивается с глубиной от 1,9 в хадумских отложениях Северо-Ставропольского месторождения до 6,9–11,2 в газоконденсатных залежах нижнего мела Ейско-Березанского вала, до 17,4–18,4 в газоконденсатных залежах юрских отложений Западно-Кубанского прогиба и до 57–108 в нефтяных залежах нижнего мела и юры в Прикумском и Терско-Сунженском районах.

Таким образом, на Скифской плите состав газа в основном обусловлен типом ОВ, степенью его катагенеза и термобарическими условиями в недрах.

#### Туранская плита

Туранская плита охватывает обширные пространства Средней Азии и Казахстана. Основными тектоническими элементами плиты являются Амударьинская синеклиза, Туркменская антеклиза, Бахардокский склон, Южно-Мангышлакско-Устюртская система прогибов, Чу-Сарьсуйская синеклиза. Нефтегазоносность установлена в основном в отложениях юры и мела, а в Чу-Сарьсуйской синеклизе девона, карбона и перми.

Поисково-разведочными работами установлена преимущественная газоносность Амударьинской и Чу-Сарьсуйской синеклиз, Центрально-Каракумского свода, нефтегазоносность Южно-Мангышлакско-Устюртской системы прогибов, нефтеносность Бузачинского свода. В пределах плиты открыто около 130 газовых и газоконденсатных месторождений: 51,1 % запасов газа плиты являются метановыми, 46,1 % этановыми и 2,8 % этан-пропановыми. Однако это соотношение различно для газов Мангышлакской НГО, где возрастает доля этан-пропановых газов, и для газов юрских отложений Амударьинской НГО, где возрастает доля этан-

Характеристика газов месторождений Туранской плиты

Месторождение	Продуктивный горизонт	Состав газа, %							
		CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> + высш.	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S
<b>Туркменская ССР</b>									
Ачак	Аптский	92,4	3,94	1,16	0,34	0,50	1,40	0,26	-
	Неокомский, IVБ	93,9	3,71	0,95	0,30	0,30	0,65	0,21	-
	Верхнеюрский	91,5	3,79	1,21	0,32	0,47	2,5	0,21	-
Гутургли	Альбский, XIIа	93,9	3,24	0,83	0,25	0,28	1,2	0,3	-
	Неокомский, XIVБ	95,1	3,11	0,64	0,18	0,32	0,5	0,15	-
	Келловей-оксфордский	92,1	3,0	0,88	0,26	0,37	0,5	2,72	0,17
Самантепе	То же	89,85	1,72	0,25	0,14	0,14	0,3	4,6	3,0
Шатлык	Карабильская свита	95,05	1,63	0,20	0,07	0,07	1,78	1,2	-
Багаджа	Келловей оксфордский, XV	90,24	3,35	2,61	0,32	0,36	0,54	2,21	0,37
Беурдешик	То же	89,6	4,97	1,86	0,83	0,89	1,15	0,70	-
	Карабильская свита	93,42	3,04	0,80	0,61	0,69	1,14	0,30	-
Кирдичли	Юрский, X	92,73	4,47	1,03	0,64	0,91	0,8	0,42	-
Северное Балкуи	Верхнеюрский, X	89,90	4,34	1,09	0,37	0,80	3,18	0,31	0,0142
Сейраб	Карабильская свита	96,14	2,29	0,19	0,02	0,03	1,19	0,14	-
Телжен	То же "	92,76	1,26	0,35	0,23	0,36	3,47	1,57	-
Шоркель	"	92,85	2,94	0,72	0,81	0,56	0,37	1,75	0,001
Гагаринское	Келловей-оксфордский	93,5	3,93	0,79	0,28	0,09	0,68	0,73	0,055
Даулетабад-Дон-мез									
Южный блок	Шатлыкский	95,04	1,50	0,29	0,17	0,26	1,51	1,23	-
Северный блок	"	95,49	1,49	0,18	0,07	0,12	0,80	1,85	-
Елкун	"	94,06	3,06	0,64	0,10	0,03	1,95	0,16	-
Малай	"	92,80	3,17	0,61	0,14	0,03	2,74	0,51	-
Шинхское	Альбский, IIа	90,38	3,20	0,27	0,44	0,01	5,30	0,70	-
	Аптский, IVБ	90,90	4,90	1,40	0,60	0,50	1,30	0,40	-
Агабайское	Аптский, VIIа	88,40	4,50	1,30	0,45	0,50	3,30	1,50	-
Карацол	Датский	87,27	6,25	3,80	0,75	1,07	-	0,51	-
Ислам	Апт-неокомский	74,47	10,02	5,70	1,58	1,83	4,2	2,2	-
	Верхнеюрский	73,65	9,20	4,80	2,4	1,60	5,30	3,05	-
<b>Узбекская ССР</b>									
Газли	X	95,49	3,06	0,25	0,15	0,04	0,71	0,31	-
	XI-XIа	93,32	4,18	0,97	0,38	0,29	0,44	0,42	-
Учкыр	Верхнеюрский, XV	90,41	2,92	1,07	0,36	0,34	1,25	2,25	1,40
Кульбешкак	XV <sub>2</sub>	90,92	4,37	0,98	0,42	0,67	0,53	2,01	0,10
Алан	XV	89,39	4,02	0,82	0,29	0,89	0,49	3,96	0,14
Кандым	XV <sub>1,2</sub>	91,46	2,36	0,40	0,21	0,50	0,30	2,80	1,97
Южное Кемачи	XV	90,05	3,5	0,84	0,31	0,40	0,40	4,44	0,06
Гумбулак	XVa	89,39	4,30	1,33	0,75	1,39	1,45	0,92	0,14
Адамташ	XV, XVa	78,91	8,08	3,71	1,87	3,36	2,12	1,78	0,17
Зеварды	XV	89,97	3,68	0,74	0,29	1,20	0,52	3,50	0,08
Памук	XV	90,14	3,83	0,92	0,41	0,84	0,43	3,35	0,08
Шурган	XV	90,12	4,10	0,92	0,35	1,06	0,64	2,73	0,08
Денгизкуль	XV, XVa	88,63	1,40	0,26	0,11	0,33	0,51	4,27	4,49
Уртабулак	XV	85,59	1,57	1,90	0,29	0,23	0,17	5,24	5,01
Пирназар	XV	91,25	3,55	0,85	0,33	0,41	0,50	4,00	0,05
<b>Казахская ССР</b>									
Жетыбай	Юрский, I	74,50	7,20	4,0	2,2	0,75	10,33	1,2	-
Южный Жетыбай	Юрский, XIII	77,60	12,70	4,60	1,60	0,70	1,60	1,20	-
	Триасовый	89,40	5,20	1,60	0,90	0,80	1,60	0,50	-
Тенге	Юрский, XIX	89,28	6,75	1,29	0,51	0,20	1,10	0,80	-
Узень	XVII	89,8	3,0	2,0	1,30	0,70	2,5	0,7	-
Тасбулат	III, IVa	87,5	8,3	2,0	0,5	-	1,0	0,7	-

новых газов (табл. 17). С глубиной отмечается уменьшение доли этановых и этан-пропановых газов за счет возрастания доли метановых газов, связанных с нижнемеловыми отложениями Амударьинской синеклизы (крупные месторождения Шатлык, Даулетабад-Донмез, Байрамали и др.).

На территории Туранской плиты метановые газы приурочены к центральной части Амударьинского прогиба, где наблюдается отчетливое деление разреза на два продуктивных комплекса — надсолевой и подсолевой. Эти газы характеризуют нижнемеловые залежи месторождений Байрамали, Шатлык, Еланы, Кели, Майское, Даулетабад-Донмез и другие, залегающие над солевым экраном. Более тяжелые газы с содержанием тяжелых углеводородов от 3 до 6 % имеют наибольшее развитие по площади. Сюда относятся месторождения Центрально-Каракумского свода — Зеагли-Дарвазинское, Такырское, Шиихское, Коюнское. Состав газа здесь существенно не меняется по разрезу, в составе тяжелой фракции преобладающим компонентом является этан (3,6 %), а сумма пропан-бутанов не превышает 1,5–2,4 %, содержание негорючих газов незначительно, сероводород присутствует в долях процента (0,04–0,5 %). Далее газы такого состава прослеживаются в северной части Амударьинской синеклизы, на месторождениях Бухарской и Чарджоуской ступени в меловых и юрских отложениях, а также в юрских подсолевых отложениях Бешкентского прогиба (рис. 19). Наиболее крупными месторождениями этансодержащих газов являются здесь Ачак, Наип, Кирпичли, Малай, Бешкызыл, Зеварды, Памук, Шуртан, Гумбулак.

Группа газов с содержанием тяжелых углеводородов от 10 до 30 % представлены отдельными ограниченными участками. Газы такого состава наблюдаются на месторождениях Южного Мангышлака: Жетыбай (11,5 %), Узень (14,3 %), Южный Жетыбай (17,0 %). В Кушкинском районе к этой группе относятся газы меловых отложений (Ислим, Карачоп), в Гиссарском районе — газы юрских карбонатных отложений подсолевого комплекса (Адамташ, Пачкамар). В составе газа также в небольших количествах присутствует сероводород (0,1–0,03 %). Коэффициент жирности газов увеличивается с глубиной от 1,3 до 8,5 в газоконденсатных залежах и до 54,4 в нефтяных.

Преимущественная газоносность Туранской плиты обусловлена в основном составом исходного ОВ. По данным Г.Х. Дикенштейна, К.Ф. Родионовой, И.О. Четвериковой, В.И. Ермакова и др., породы нижней и средней юры характеризуются гумусовым и гумусово-сапропелевым типом ОВ, продуцирующим главным образом газообразные углеводороды. Степень катагенеза ОВ отвечает стадиям ПК<sub>2-3</sub>=МК<sub>3-4</sub>, в ряде случаев — до АК<sub>1</sub>.

Карбонатные породы верхней юры Амударьинской синеклизы характеризуются преимущественно сапропелевым и гумусово-сапропелевым типом ОВ, к ним приурочены крупные газоконденсатные залежи. Для центральных районов Южного Мангышлака характерен гумусово-сапропелевый тип ОВ, что обуславливает присутствие здесь более жирных газов и нефти.

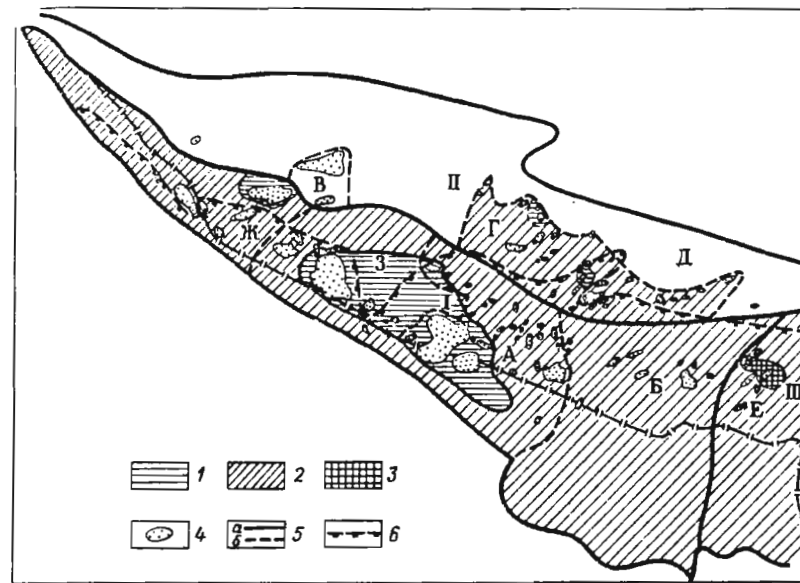


Рис. 19 Карта распространения этансодержащих газов в подсолевых отложениях западных районов Узбекской ССР и восточных районов Туркменской ССР (составили В.И. Старосельский, Б.В. Смирнов, А.Н. Тихонова, Л.В. Радаева).

Содержание этана в газе, %: 1 —  $< 3$ , 2 —  $3-6$ , 3 —  $> 6$ ; 4 — месторождения газовые и газоконденсатные; 5 — границы нефтегазоносных и газоносных областей (а) и районов (б); 6 — граница выклинивания соленосной толщи.

Тектонические элементы: I — Чарджоуская ступень, II — Бухарская ступень, III — Юго-Западный Гиссар. Нефтегазоносные районы: А — Денгизкульский, Б — Бешкентский, В — Газлинский, Г — Кагано-Мубарекский, Д — Северо-Бухарский, Е — Юго-Западно-Гиссарский; газоносные районы: Ж — Гугуртлинский, З — Кандымский

Изотопный состав углерода метана газов юрских отложений варьирует от  $-3,11$  до  $-3,85$  ‰, меловых — от  $-2,93$  до  $-3,70$  ‰. Близость изотопного состава углерода метана юрских и меловых отложений свидетельствует о термокаталитическом генезисе этих углеводородных газов и возможном смешении в процессе формирования залежей.

На состав газа Туранской плиты оказал влияние не только исходный тип ОВ, но и активизация тектонической деятельности в неоген-четвертичное время, приведшее к выделению дополнительных объемов газа и вытеснению нефти газом.

Чу — Сарысу — С а р ы с у й с к а я с и н е к л и з а расположена в бассейне рек Чу и Сарысу между каледонидами южного окончания Казахстанской складчатой системы и передовыми антиклинориями Северного Тянь-Шаня. Складчатый фундамент синеклизы имеет сложное строение. В его состав входят Муюнкумский докембрийский массив, а также Кокпан-

сорский и Тесбулакский блоки, представляющие основания одноименных впадин.

В разрезе эпигеосинклинального комплекса, развитого в пределах Чу-Сарысуйской синеклизы, выделяются отложения девонской, каменноугольной и пермской систем. Газоносность нижнекаменноугольных и пермских отложений установлена на месторождениях Амангельды и Айрақты, пермских – на месторождениях Учарал-Кемпиртубе и Северный Учарал, девонских отложений – в Кокпансорской впадине на месторождениях Придорожное и Орталык.

Природные газы залежей нижнего карбона Муюнкумской впадины (месторождения Айрақты, Амангельды) содержат, %: метана 72,8–78,0, этана 7,6–12,4, пропана 2,2–4,5, бутанов 0,68–2,36, пентана и высших 0,62–2,49, азота 5,2–11,8, диоксида углерода до 1,1. Содержание конденсата в газе 30,9–86,0 г/м<sup>3</sup>. Нижнепермские залежи на этих же месторождениях содержат, %: метана 16,9–52,8, этана 1,8–5,5, пропана 0,47–1,62, бутанов 0,15–0,62, пентанов и высших 0,15–0,58, азота 39,8–80,2, диоксида углерода 0,40–0,45. Нижнепермские залежи на месторождениях Северный Учарал и Кемпиртубе содержат азота 98,9–99,5 %. Газы залежей подсолевых отложений фаменского возраста в Кокпансорской впадине характеризуются азотнометановым составом и содержат, %: метана 70,4, этана 1,2, пропана 0,11, бутанов 0,012, азота 27,6, диоксида углерода 0,3 (рис. 20).

Генерация углеводородных газов в Чу-Сарысуйской газоносной области связывается [31] с морскими и лагунами терригенно-карбонатными отложениями фаменского возраста и нижнего карбона, содержащими ОВ гумусового, реже сапропелевого типа (до 5–6 %), а также с преимущественно угленосными породами визейского возраста, развитыми главным образом в восточных районах (Муюнкумская впадина). В результате проведения исследований было установлено, что прямой зависимости между составом углеводородных газов и типом исходного ОВ не наблюдается. Так, газы залежей в морских карбонатных и соленосных отложениях фамена, сравнительно обогащенных сапропелевым ОВ, в целом характеризуются метановым составом с весьма небольшим содержанием тяжелых углеводородов, в основном этана (2,1–3,0 %), на глубинах 2300–2700 м.

В то же время в угленосных отложениях нижнего визе выявлены газоконденсатные залежи на глубинах 2000–2400 м с содержанием тяжелых УВ до 20 % и конденсата 60–120 г/м<sup>3</sup> (месторождения Айрақты, Амангельды). В составе конденсатов содержится 35,9 % нафтеновых, 56,2 % парафиновых и 8,5 % ароматических углеводородов.

Анализ имеющихся данных о распределении газов, содержащих гомологи метана, показывает, что их образование объясняется не столько составом исходного ОВ, сколько степенью вторичного катагенного преобразования ОВ, обусловленного сменой палеотермодинамической обстановки, зависящей от положения того или иного района в общем геотек-

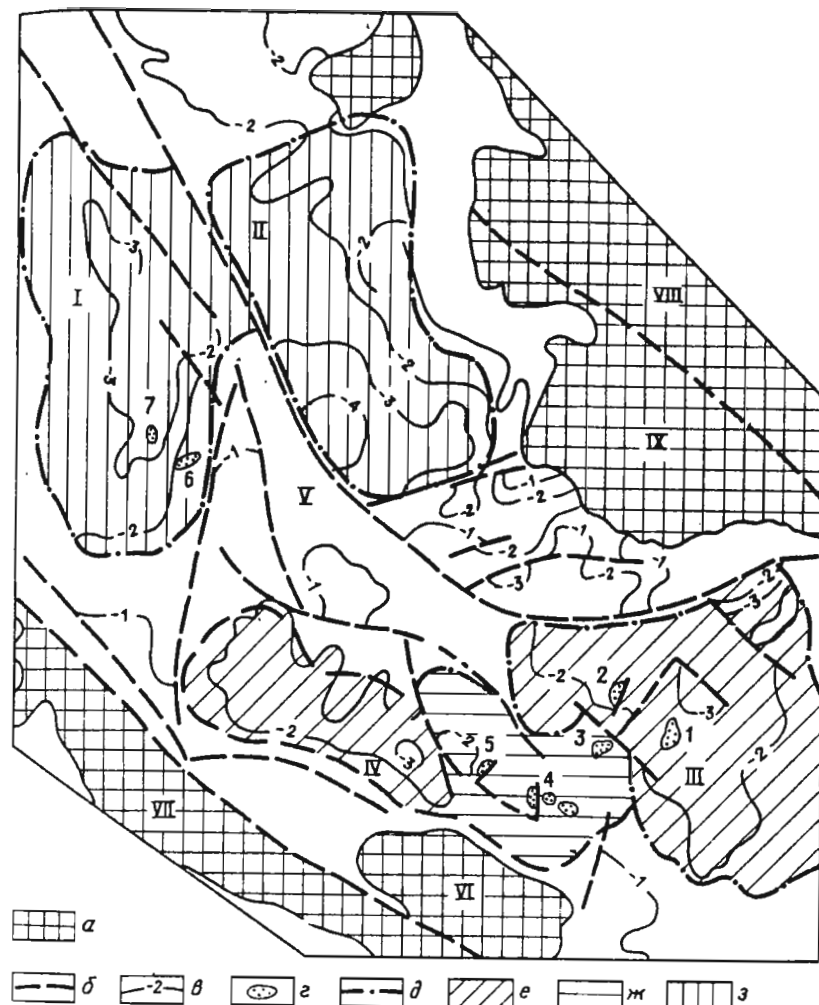


Рис. 20. Карта распределения газов в Чу-Сарысуйской газоносной области (составили В.И. Старосельский, Ф.Е. Синицын, Г.П. Филиппов).

а – выходы складчатого фундамента; б – разломы; в – изогипсы кровли фундамента, км; г – газовые месторождения (1 – Айрақты, 2 – Амангельды, 3 – Курмурлы, 4 – Учарал-Кемпиртубе, 5 – Северный Учарал, 6 – Придорожное, 7 – Орталык); д – границы газоносных районов; зоны преимущественного распространения газов; е – углеводородных и азотно-углеводородных, ж – азотных, з – углеводородных.  
Впадины: I – Кокпансорская, II – Тесбулакская, III – Муюнкумская, IV – Сузакско-Байкододская; V – Тастимско-Тамбалинский мегавал, антиклинории: VI – Малый Каратау, VII – Большой Каратау, VIII – Чу-Илийский, IX – Чуйская глыба

тоническом плане региона. Это подтверждается и результатами изучения стадий катагенеза рассеянного и концентрированного углисто вещества.

Прослойки угля, вскрытого в разрезе нижнего визе на Айрактинском и Амгельдинском месторождениях, характеризуются градициями МК<sub>3</sub>-МК<sub>5</sub>. Подобной метаморфизации подверглось и сапропелевое ОВ в отложениях подсолевого фамена на Придорожном месторождении и в южной части Чу-Сарысуйской синеклизы на Алибетской площади, где палеотемпературы достигали 270 °С, хотя глубина залегания газоносных пород визейского и серпуховского ярусов не превышала 2000–2700 м. Сходные палеотемпературы и характер катагенеза ОВ отмечаются и в породах нижнего карбона северной и южной периферийных частей Мулюкской впадины. Очевидно, что благодаря высокому палеогеотермическому градиенту, увеличение которого в отложениях миогеосинклинального комплекса происходит не только с ростом глубины, но и по мере продвижения к краевым мобильным зонам отдельных впадин, значительно усиливается процесс катагенеза ОВ этих отложений до стадий МК<sub>3</sub>-МК<sub>5</sub>. Указанный процесс при температурах выше 120–140 °С также сопровождался деструкцией определенного качества ОВ, в первую очередь высокомолекулярных углеводородов, в том числе С<sub>5</sub>+высш.

Возникновение основной массы азота в южной части Чу-Сарысуйской газоносной области связывается с фазой тектогенеза в конце перми, сопровождавшейся выделением значительного количества тепла, термодинамическим воздействием на породы фундамента, прослойки угля и ОВ пород нижнего карбона, а также появлением новых разрывных нарушений и обновлением уже существовавших.

Часть азота могла также выделиться в свободном состоянии в результате денитрофицирования белковых соединений, содержащих азот. Этому процессу, вероятно, способствовали выделения закисного железа, фиксируемые в разрезе в виде зеленовато-серых пятен вдоль отдельных разломов, по которым осуществлялась в поздней перми миграция углеводородов.

Одним из основных критериев в выделении зон высокоазотных и азотно-метановых газов является их положение в общем геотектоническом плане. Так, зона с содержанием азота до 99 % (площадь Учарал-Кемпиртубе) приурочена к нижней краевой сравнительно мобильной зоне с байкальско-каледонским фундаментом, где благодаря довольно высоким палеотемпературам и стадиям катагенеза происходит почти полная деструкция углеводородных компонентов, замещаемых поступлением азота из глубинных горизонтов. В подсолевых песчаниках перми в этом районе интенсивно развиты и вторичные процессы минералообразования, что в свою очередь привело к резкому снижению емкостных свойств с преобладанием пород-коллекторов трещиноватого типа.

Таким образом, месторождения Чу-Сарысуйской синеклизы характеризуются азотно-метановым составом газов с повышенным содержанием тяжелых гомологов. Месторождения азотных газов могут служить ис-

точником получения жидкого и газообразного азота для нужд агропромышленного комплекса и промышленности.

#### *Западно-Сибирская плита*

Западно-Сибирская плита (платформа) охватывает обширную территорию между складчатой системой Урала и Сибирской платформой. Она имеет гетерогенный фундамент, залегающий на глубинах 0,4–8,0 км, и характеризуется широким развитием разновозрастного доплитного комплекса и мощным мезозойско-кайнозойским плитным чехлом.

В пределах Западно-Сибирской плиты по особенностям структурного строения и мощности осадочного чехла выделяются Внешний пояс и Внутренняя область. Внешний пояс охватывает периферийные части региона, в которых мощность осадочных пород не превышает 2000 м. Пояс занимает более половины площади провинции. Преобладающими формами локальных структур Внешнего пояса являются относительно небольшого размера выступы, моноклинали и структурные носы. Внутренняя область по особенностям геологического строения подразделяется на Центральную и Северную зоны. Для Центральной зоны характерны в основном крупные своды – Сургутский, Нижневартовский, Демьянский, Каймысовский и другие с амплитудой по поверхности фундамента до 400–600 м. Для Северной зоны характерны крупные, до 300 км длиной и 60 км шириной мегавалы (Нижнепурский, Ямбургский, Танловский, Нурминский и др.), реже своды (Северный, Среднеямальский) с амплитудой по поверхности фундамента до 1000–1500 м. Углы наклона крыльев структур достигают нескольких градусов, крутизна их крыльев увеличивается с глубиной. Сводь и мегавалы осложнены поднятиями более мелкого порядка: валами, куполовидными поднятиями и т.д.

Фациальный состав осадочных отложений Западной Сибири благоприятен, с одной стороны, для образования жидких и газообразных углеводородов, с другой, для их концентрации и сохранности. Морские осадки с сапропелевым типом ОВ содержат преимущественно нефтяные залежи, а континентальные (субконтинентальные) с гумусовым ОВ – главным образом газовые и газоконденсатные. Степень литификации осадков во вскрытом разрезе осадочного чехла не превышает середины стадии мезокатагенеза, что наряду с другими факторами указывает на высокие перспективы нефтегазоносности глубоких горизонтов.

подавляющее большинство залежей нефти и газа Западно-Сибирской провинции сосредоточено в Ямальской, Надым-Пур-Тазовской и Гыданской НГО и приурочено к трем нефтегазоносным комплексам: сеноманскому, неоккомскому и юрскому. На юго-востоке региона и на п-ове Ямал обнаружены также газоконденсатные и нефтяные скопления, залегающие в зоне контакта осадочного чехла и фундамента, в выветрелых трещиноватых доюрских образованиях.



Характеристика газов месторождений Западно-Сибирской плиты

Месторождение	Продуктивный горизонт	Состав газа, %					
		СН <sub>4</sub>	С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub> + +высш.	СО <sub>2</sub>
Харасавэйское	ТП <sub>11</sub>	91,28	5,13	1,08	0,71	0,92	0,07
	ТП <sub>21-23</sub>	87,67	6,86	1,67	0,70	1,52	1,58
	ТП <sub>17</sub>	96,37	2,89	0,05	0,03	0,01	0,43
Бованенковское	ТП <sub>12</sub>	90,80	5,36	1,17	0,54	0,47	1,09
	ТП <sub>15-16</sub>	90,83	4,77	1,63	0,71	1,51	0,09
	Ю <sub>4</sub>	85,98	7,06	2,07	0,56	1,87	0,06
	НП <sub>4</sub>	90,15	5,10	1,84	0,78	1,44	0,69
Новопортовское	Тюменская свита	86,89	6,40	1,82	0,70	3,39	0,39
	ТП <sub>13</sub>	88,74	7,64	1,72	0,58	0,84	0,26
	ТП <sub>10</sub>	90,73	6,94	0,28	0,36	0,66	0,26
Круzenshternское	ТП <sub>4</sub>	92,19	2,65	1,20	0,93	0,51	1,84
	БУ <sub>8</sub>	89,67	4,39	1,64	0,74	2,36	0,26
Нейтинское	ПК <sub>1</sub>	95,2	0,04	0,006	0,001	0,1	4,5
	БУ <sub>4</sub>	89,43	5,48	1,58	0,75	1,93	0,06
Юрхаровское	БУ <sub>8</sub>	99,05	0,06	0,01	—	—	0,80
	ПК <sub>1</sub>	89,00	5,15	2,33	1,07	1,44	0,81
Уренгойское	БУ <sub>1-3</sub>	88,24	5,53	2,56	1,08	2,20	0,38
	БУ <sub>5</sub>	82,27	6,56	3,24	1,49	5,62	0,32
Медвежье	ПК <sub>1</sub>	98,60	0,32	—	—	—	0,80
	БП <sub>1</sub>	90,53	3,63	0,64	1,01	2,94	1,12
Комсомольское	БТ <sub>6-8</sub>	83,20	6,43	3,17	1,58	4,83	0,46
	БТ <sub>10</sub>	85,89	6,09	2,56	1,01	3,88	0,38
Заполярье	БТ <sub>10</sub>	86,42	5,10	2,47	1,00	4,65	0,22
	БТ <sub>11</sub>	83,13	6,07	3,06	1,13	6,07	0,45
Самбургское	БУ <sub>14</sub>	80,63	8,22	3,05	1,14	5,41	0,08
	БУ <sub>1-9</sub>	85,92	5,58	3,26	1,34	0,25	2,93
Южно-Пырейное	БУ <sub>10</sub>	88,66	4,77	2,87	1,46	0,36	1,28
	БУ <sub>12</sub>	87,20	6,14	2,46	1,03	0,29	2,10
Ен-Яхинское	БУ <sub>2</sub>	82,09	7,71	5,39	2,04	0,37	1,34
	БУ <sub>8</sub>	87,96	6,41	2,92	0,93	0,18	0,82
Песцовое	БУ <sub>2</sub>	87,35	6,50	2,67	1,10	0,43	1,19
	БУ <sub>10</sub>	90,87	4,27	2,36	1,00	0,19	0,90
Восточно-Газовское	БУ <sub>10</sub>	86,43	7,04	2,07	0,53	2,55	0,24
	БТ <sub>11</sub>	81,45	10,09	3,24	0,95	3,66	0,40
Яро-Яхинское	БТ <sub>9</sub>	75,33	8,12	4,56	1,76	8,96	0,72
	Ю <sub>3</sub>	85,03	6,15	2,76	1,08	4,29	0,69
Кыское	Ю <sub>1</sub>	94,61	0,95	0,16	0,03	—	3,20
	П	93,10	1,30	0,40	0,10	0,25	4,0
Нижнегабитанское	П	93,90	2,35	0,30	0,14	0,05	2,26
	П	—	—	—	—	—	—
Березовское	—	—	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	—
Демьянское	—	—	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	—
Пунгинское	—	—	—	—	—	—	—
	—	—	—	—	—	—	—

Региональные нефтегазоносные комплексы на большей территории Западной Сибири отделены друг от друга глинистыми экранами мощностью от 100 до 400 м и более. Основной апт-сеноманский продуктивный комплекс перекрывается мощной толщей (до 800 м) глини турон-олигоценного возраста.

Сеноманские отложения северных районов характеризуются содержанием этана в газе не более 1%. Эти отложения погружены на глубины 1–1,5 км, а органическое (угольное) вещество этих отложений достигло стадий катагенеза ПК<sub>3</sub> и, редко, МК<sub>1</sub>.

Для месторождений п-ова Ямал характерно в целом увеличение содержания этана, пропана, бутанов с глубиной и весьма специфичный состав газа аптских отложений (пласты ТП<sub>1</sub>–ТП<sub>9</sub>), характеризующихся содержанием этана 2,4–3,0%, пропана 0,03–0,87%, бутанов 0,03–0,40%.

Вместе с тем газы более глубоких горизонтов апта, неокома и юры содержат этана 4,7–7,6%, пропана 0,8–1,7%, бутанов 0,4–0,8% (рис. 21). В Гыданской НГО этансодержащие газы выявлены на Утреннем, Геофизическом, Солетском месторождениях. Среднее содержание в газе, %: этана 4,84, пропана 1,73, бутанов 0,64. В Надым-Пур-Газовской НГО сосредоточены основные ресурсы этансодержащего газа его компонентов. Среднее содержание в газе, %: этан 6,84, пропан 2,82, бутаны 1,21. Отмечается увеличение содержания в газе этана, пропана, бутанов с глубиной (рис. 21, а). Характеристика составов газов залежей и месторождений приводится в табл. 18.

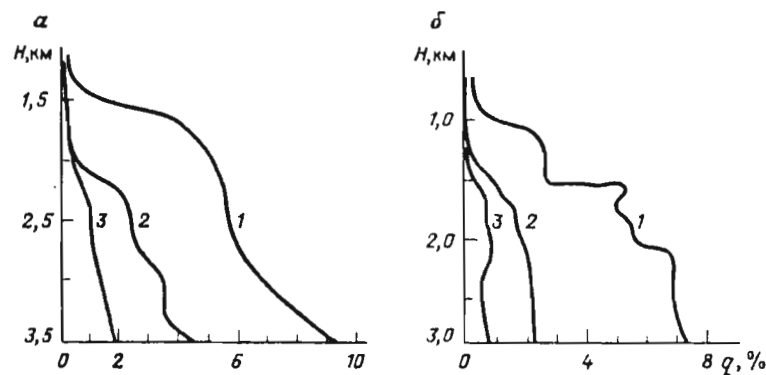


Рис. 21. Изменение с глубиной содержания  $q$  этана (1), пропана (2), бутанов (3), Уренгойского (а) и Бованенковского (б) месторождений

Анализ распределения этана в нижнемеловом комплексе показал, что основной особенностью является возрастание содержания этана в направлении от внешнего пояса Западно-Сибирской плиты к ее внутренним областям — Центральной и Северной тектоническим зонам (рис. 22). В этом же направлении происходит увеличение степени катагенеза органического вещества пород нижнемелового нефтегазоносного комплекса. Зона распространения газов с содержанием этана до 3 % характеризуется катагенетической преобразованностью органического вещества от стадии ПК<sub>3</sub> до МК<sub>1</sub> (по материалам ВНИИГАЗа, ВНИГРИ, ЗапСибНИГНИ). При этом указанной газовой зоне в основном соответствует только стадия МК<sub>1</sub>. По мере возрастания степени катагенеза к стадии МК<sub>2</sub> наблюдается отчетливый переход к зоне развития газов с содержанием этана от 3 до 6 %, которая полосой прослеживается от центральной части плиты к ее северной части. Зоны с содержанием в газах этана свыше 6 % имеют локальное распространение и тяготеют также к районам, где катагенетическая преобразованность ОВ достигла стадий МК<sub>1</sub> и МК<sub>2</sub>. Характерно, что в Центральной зоне, где в основном развиты попутные газы, высокие содержания этана отмечаются в зоне катагенеза стадии МК<sub>1</sub>, тогда как в Северной зоне они преимущественно тяготеют к стадии МК<sub>2</sub>. Эта особенность объясняется составом газонефтегенерирующих формаций в неокомских отложениях. В Центральной зоне в составе неокомских отложений преобладают морские и прибрежно-морские формации, в которых ОВ представлено в основном сапропелевым типом. В Северной зоне в неокоме развиты преимущественно угленосные и субугленосные формации, имеющие гумусовый и иногда смешанный состав органического вещества.

В юрских отложениях зона с содержанием в газах этана до 3 % приурочена к внешнему поясу Западно-Сибирской плиты, причем этой зоне, в отличие от нижнемеловых отложений, соответствует стадия катагенеза

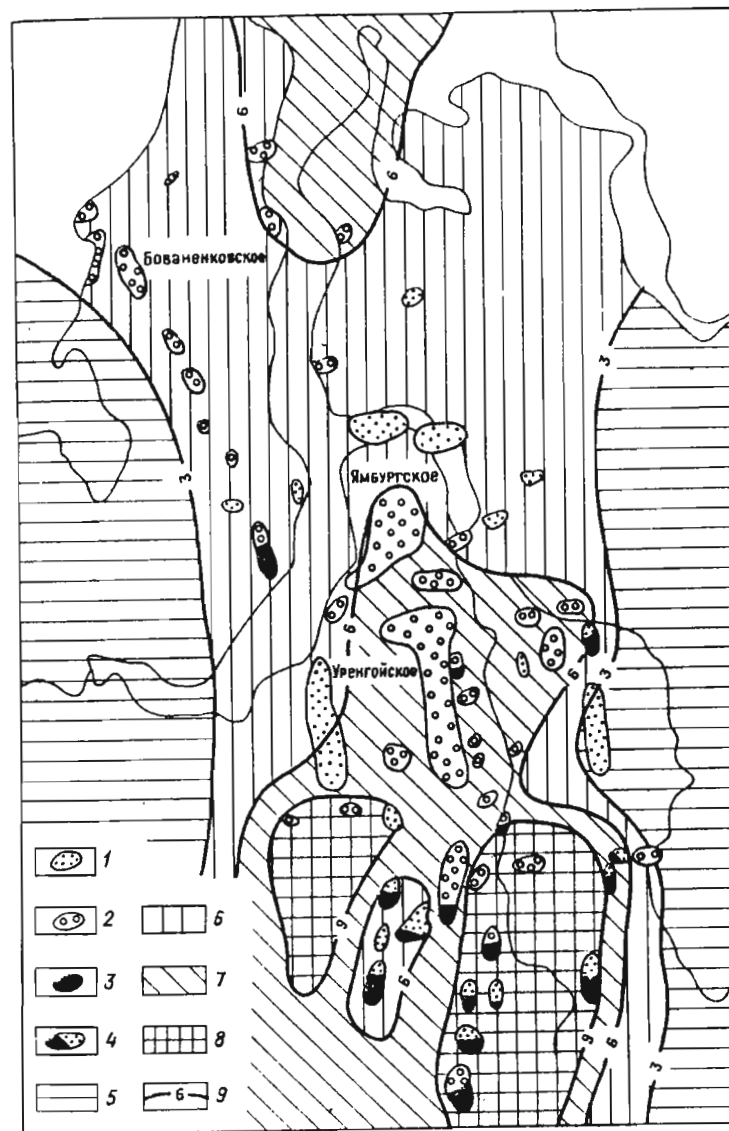


Рис. 22. Карта распределения этана в природных газах неокомских отложений северных районов Западной Сибири (составили В.И. Ермаков, В.И. Старосельский, И.В. Гришина, Е.И. Гайло).

Месторождения: 1 — газовые, 2 — газоконденсатные, 3 — газоконденсатно-нефтяные, 4 — нефтегазоконденсатные; зоны содержания этана, %: 5 — < 3, 6 — 3-6, 7 — 6-9, 8 — > 9; 9 — изолинии равных концентраций этана, %

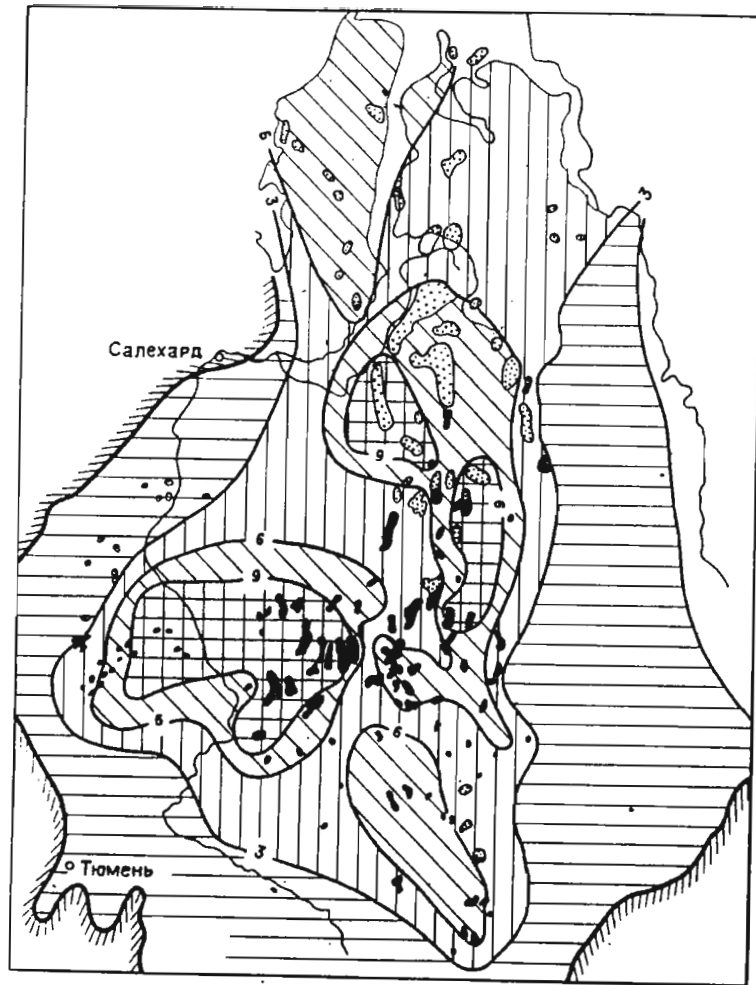


Рис. 23. Карта распределения этана в природных газах юрских отложений Западной Сибири (составили В.И. Ермаков, В.И. Старосельский, И.В. Гришина, Е.И. Гайло).

Условные обозначения см. на рис. 22

МК<sub>1</sub> и отчасти МК<sub>2</sub>. Зона с содержанием этана 3–6 % пользуется широким развитием и характеризуется стадиями МК<sub>2</sub> и МК<sub>3</sub> катагенеза. В связи с этим в юрских отложениях в большей степени проявляется связь содержания этана с их формационным составом. При равных стадиях катагенеза ОВ более обогащенными этаном оказываются газы месторождений, приуроченных к районам развития преимущественно морских и прибрежно-морских формаций.

Таким образом, наблюдаемая газовая зональность в нижнемеловых и юрских отложениях Западной Сибири очень близка к генетической зональности и удовлетворительно расшифровывается с позиций влияния основных геологических факторов. Это обусловлено тем, что газы, генерированные в неокомских и юрских отложениях, не испытали значительных перемещений в силу спокойной тектонической обстановки, а для юрских отложений кроме того благодаря резкой литологической неоднородности, препятствующей развитию миграционных процессов. В связи с этим влияние на состав газа таких генетических факторов, как состав ОВ и его катагенез, обнаруживается отчетливо и не затухивается другими процессами.

В целом по Западной Сибири отмечается увеличение содержания гомологов метана и конденсата с глубиной залегания продуктивных горизонтов.

#### Североморская впадина

Североморская впадина сформировалась на каледонском фундаменте и заполнена полифациальными осадками девонского и более молодого возраста, мощность и стратиграфический диапазон которых увеличиваются в северном направлении.

Южная часть акватории характеризуется глубинами моря 20–50 м. Лежащие в низах осадочного чехла девонские отложения сложены красноцветными песчаниками и конгломератами. Каменноугольные отложения представлены чередованием аргиллитов, алевролитов, в верхней части содержатся пласты угля. Мощность их 3500–4250 м. В разрезе ротлигендеса (нижняя пермь) выделяют алевролитоглинистую толщу мощностью до 800 м, песчано-алевролитовую и песчаную толщи мощностью от 100 до 450 м. Верхнепермские отложения (цехштейн) представлены соленосной толщей мощностью от 450 до 1500 м, являющейся покровной газовой залежью ротлигендеса. Мощность мезозойских отложений достигает 3000 м, слагают их в основном терригенные породы, а в разрезах верхней юры и верхнего мела развиты и карбонатные толщи. Третичные отложения в южной части акватории представлены преимущественно глинами мощностью около 600 м.

Газоносность на юге Северного моря приурочена главным образом к красноцветным песчаникам ротлигендеса, перекрытым солями цехштейна. С ротлигендесом связаны главные газовые месторождения этого района: Леман, Индифатигейбл, Вест-Соул, Викинг – в британском секторе, Плесид – в нидерландском. На крупном месторождении Хьюит газоносность приурочена к триасовым песчаникам. Природные газы отложений ротлигендеса и триаса в пределах британского сектора содержат, %: метана 92,4–94,7, этана 3,0–3,8, пропана 0,51–0,88, бутанов 0,20–0,32, пентана и высших 0,14–0,22, диоксида углерода 0,05–0,5, азота и редких 1,21–2,36 (табл. 19).

Таблица 19  
Характеристика газов месторождений Североморской впадины

Месторождение	Возраст продуктивных отложений	Состав газа, %									
		CH <sub>4</sub>	C <sub>1</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> + выш.	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	He	
Вест-Соул	Пермь, ротлигендес	94,11	3,22	0,57	0,20	0,14	1,21	0,50	-	-	
Леман	То же	94,68	3,00	0,51	0,20	0,21	1,33	0,05	-	-	
Викинг	"	94,49	3,00	0,58	0,23	0,13	1,14	0,29	0,03	-	
Горнинген	"	81,30	2,74	0,39	0,14	0,10	14,4	0,87	0,05	-	
Локтон	"	93,48	2,80	0,54	0,27	0,09	2,50	0,27	0,04	-	
Хьюит	Триас, нижний бан-тер	92,36	3,80	0,88	0,32	0,22	2,36	0,03	-	-	
Хаттон	Средняя юра	14,20	5,20	8,90	7,20	63,40	0,50	0,60	-	-	
Брэ	Верхняя юра	31,37	5,50	6,29	4,37	28,42	1,26	22,79	-	-	
Фритг	Эоцен	95,70	3,60	0,04	0,01	0,10	0,40	0,20	-	-	
Фортиз	Палеоцен	18,93	5,32	9,17	7,53	58,33	0,38	0,34	-	-	

В прибрежной части Нидерландов на северном крыле Северо-Нидерландского поднятия в 1959 г. было открыто крупное газовое месторождение Гронинген с первоначальными запасами 1500–1700 млрд. м<sup>3</sup>. По отложениям ротлигендеса структура представляет собой брахиантиклиналь размером 40 x 22 км и амплитудой более 400 м. Структура расчленена многочисленными сбросами северо-западного простирания с амплитудой до 100 м. Южное и западное крылья более крутые, северное и восточное – более пологие, часто осложнены нарушениями.

На месторождении установлена газоносность пермских отложений ротлигендеса, залегающих на глубине 2800–3000 м. В разрезе ротлигендеса выделяются два горизонта: верхний – тен-боер и нижний – слохтерен. Горизонт тен-боер представлен красноцветными глинами мощностью до 60 м, горизонт слохтерен – толщей песчаников и конгломератов мощностью от 100 до 200 м. Коллекторы имеют пористость 10–25 %, проницаемость от 0,1 до 1 x 10<sup>-12</sup> м<sup>2</sup>. Наилучшие коллекторские свойства отмечаются в северной части месторождений.

Продуктивные отложения ротлигендеса перекрыты породами цехштейна, представленным в основном солью, мощность которой изменяется от 600 до 120 м, снижаясь до 100 м в юго-восточной и северо-

ро-западной частях структуры. Нарушения в доцехштейновых отложениях затухают в соленосной толще. Продуктивные отложения подстилаются отложениями вестфальского яруса верхнего карбона, представленными толщей глин и песчаников и многочисленными пластами углей.

Газовая залежь на большей части площади подпирается пластовыми водами, на юге и юго-востоке резервуар полностью заполнен газом. Газовый контакт проводится на глубине 2800 м. Этаж газоносности около 400 м. Начальное пластовое давление в залежи 35 МПа, пластовая температура 107 °С. Газ содержит, %: 81,30 метана, 2,74 этана, 0,39 пропана, 0,14 бутанов, 0,10 пентана и высших, 14,4 азота, 0,87 диоксида углерода, 0,05 гелия и около 180 мкг/м<sup>3</sup> ртути. Суммарный выход конденсата менее 5 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> газа.

Большинство исследователей считает, что формирование крупных газовых месторождений Североморской впадины обусловлено влиянием следующих факторов: 1) наличием мощной терригенной толщи с хорошими коллекторскими свойствами, 2) наличием региональной эвапоритовой покрывки цехштейна значительной мощности, 3) унаследованным развитием структуры в течение длительного времени, 4) наличием в разрезе нефтегазоматеринских угленосных пород каменноугольного возраста и существование благоприятных условий для миграции из них газа в коллекторы. Угленосные породы и обусловили относительно сухой состав газа с содержанием этана 2,7–3,2 %.

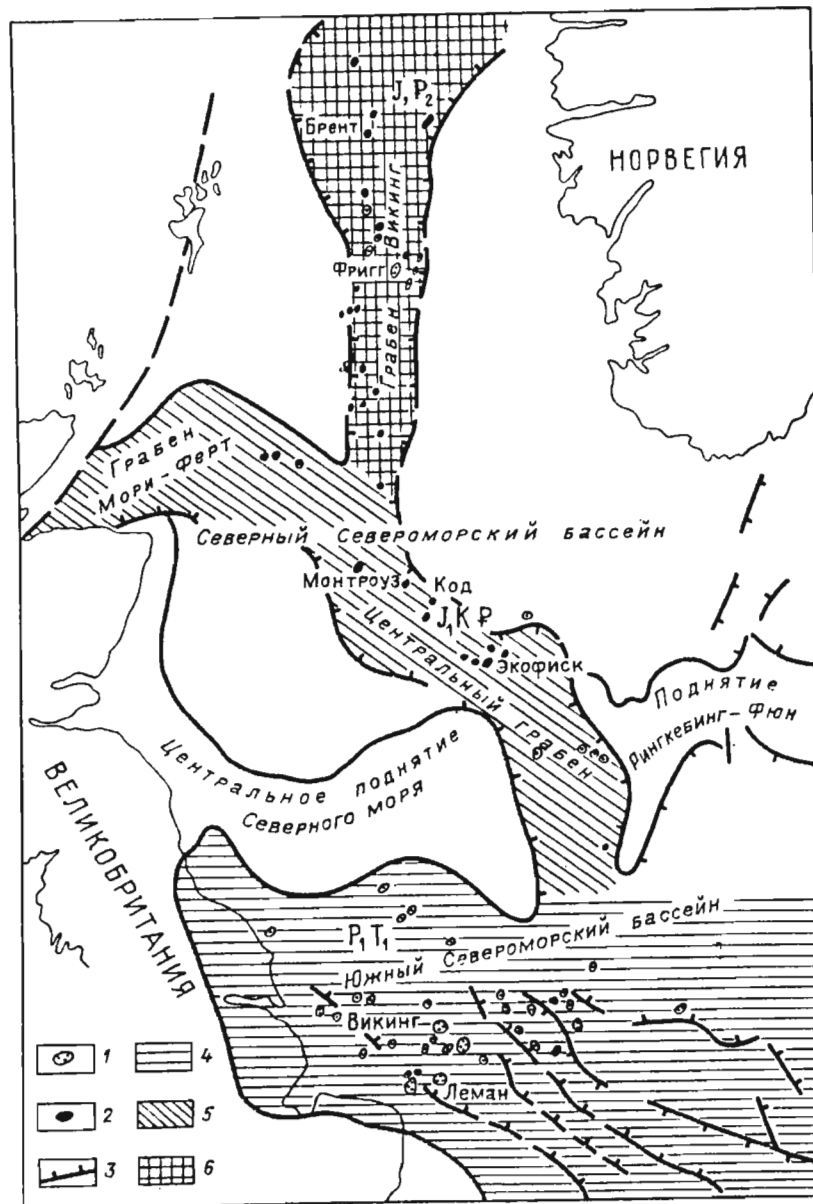
В 1969 г. в зоне Центрального грабена было открыто первое нефтяное месторождение Экофиск, имеющее крупную газовую шапку. В последующем при разведочных работах в английском, норвежском и датском секторах были открыты газонефтяные месторождения – спутники Экофиска (Элдфиск, Западный Экофиск, Код, Тор и др.), а также крупные нефтяные месторождения Аук, Эрджил, Фулмар и т.д. Скопления нефти и газа приурочены к глубоко погруженным частям грабена и расположены по площади протяженностью 480 км и шириной 96 км при глубинах моря 50–120 м.

Основными нефте- и газоматеринскими породами являются глинистые сланцы киммерийского яруса верхней юры, характеризующиеся резко меняющейся мощностью от минимальных значений на бортах грабена до максимальных в глубоких частях. Коллекторские свойства отложений от девонского до эоценового возраста являются благоприятными для образования залежей углеводородов. Наибольшие залежи сосредоточены в верхнемеловых отложениях (445 млн. м<sup>3</sup> нефти и 340 млрд. м<sup>3</sup> газа) и несколько меньше – в палеоценовых и нижнемеловых отложениях (302 млн. м<sup>3</sup> нефти).

Дат-маастрихтские мелоподобные известняки содержат нефтегазоконденсатные залежи на месторождениях группы Экофиск. Палеоценовые глубоководные песчаники содержат залежи нефти на месторождениях Фортис, Монтроуз, Морин, Эндрю, залежи газа и конденсата на месторождении Ломонд. Мелководные морские верхнеюрские

песчаники нефтеносны в северо-западной части грабена на месторождениях Пайнер, Клеймор, Тартан и др.

Несмотря на большой этаж нефтегазоносности, Центральный грабен беден хорошими коллекторами. Покрышками для залежей в пределах



грабена служат мезозойские сланцы, кайнозойские глины и местами плотные известняки верхнего мела.

Природный газ меловых отложений на месторождении Экофиск содержит, %: метана 90,9, этана 5,9, пропана и более высоких 1,1, азота 0,6, диоксида углерода 0,5. Нефтяной газ палеоценовых отложений на месторождении Фортиз содержит, %: метана 18,93, этана 5,32, пропана 9,17, бутанов 7,53, пентана и высших 58,33, азота 0,38, диоксида углерода 0,34. Отношение изобутана к нормальному бутану 0,34.

Северная часть Северноморской впадины характеризуется развитием крупного грабена Викинг, имеющего ширину на юге 50 км, на севере 180 км и выполненного отложениями большой мощности мезозойско-кайнозойского возраста. В пределах грабена выявлены крупное газовое месторождение Фригг, газонефтяные и нефтяные Статфиорд, Brent, Ниниан и др. В северной части грабена в юрских песчаниках открыто газонефтяное месторождение Тролл с запасами газа около 1,3 трлн. м<sup>3</sup>.

Материнскими породами в грабене Викинг, так же как и в Центральном, являются глинистые сланцы верхней юры, мощность которых сильно меняется от блока к блоку. Генерация углеводородов в сланцах верхней юры, по данным зарубежных ученых, вероятно началась в наиболее погруженных частях грабена в конце мелового периода. Однако в менее глубоких частях образование углеводородов началось сравнительно недавно, так как материнские отложения достигли максимального погружения только к настоящему времени.

Основная нефтегазоносность грабена Викинг связана с песчаными отложениями свиты Brent средней юры. Они являются продуктивными на месторождениях Brent, Ниниан, Статфиорд, Данлин, Хаттон и др. Крупные ресурсы газа связаны с глубоководными песчаниками свиты фригг эоценового возраста на месторождениях Фригг (340 млрд. м<sup>3</sup>), Один, Ист-Фригг и др. Газ месторождения Фригг содержит, %: метана 95,7, этана 3,6, пропана 0,04, бутанов 0,01, пентана и высших 0,1, азота 0,4, диоксида углерода 0,2.

Таким образом, в Северноморской впадине распределение нефтегазоносности и состав газов обусловлены развитием верхнекаменноугольных угленосных отложений, продуцирующих этановые газы, и верхнеюрских глинистых сланцев, продуцирующих более жирные газы и нефть (рис. 24).

Рис. 24. Карта распределения по составу газов Северноморской впадины (тектоническая основа по данным Международной карты природного газа Европы, 1984 г.).

Месторождения: 1 – газовые и газоконденсатные, 2 – нефтяные и нефтегазоконденсатные; 3 – рифтовые зоны; территории распространения газов: 4 – подсольных нижнепермских (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> 2,8–4,5 %), 5 – Центрального грабена (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> 4–6 %, C<sub>2</sub>+высш. 8–30 %), 6 – грабена Викинг (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> 3,6–5,5 %, C<sub>2</sub>+высш. до 22 %)

Мексиканская впадина (Галф-Кост) занимает территорию южных, юго-восточных и восточных районов штата Техас, штатов Луизиана и Миссисипи, южных районов штата Арканзас и других южных штатов. В состав впадины входит также акватория Мексиканского залива и его юго-западное побережье в пределах Мексики. С северо-запада к впадине примыкает выступ докембрийского кристаллического фундамента Льяно, с севера – область развития герцинской складчатости Уошито, а с северо-востока – зона погружения герцинской складчатости Аппалачи. Фундамент впадины имеет общее погружение к югу, где на расстоянии 50–200 км от берега обрывается континентальным склоном, и слагается палеозойскими и докембрийскими породами.

Мексиканская впадина характеризуется высокими ресурсами нефти и газа. Нефтегазоносным здесь является весь комплекс надсолевых отложений от верхней юры до современных, но и большинство разведанных запасов приурочено к песчаникам нижнего миоцена, олигоцена и эоцена. В разрезе нижнего миоцена наиболее газоносна нижняя часть свиты флеминг, представленная чередованием кварцевых песчаников, имеющих пористость 12–35%. С ними связаны залежи нефти и газа в Южной Луизиане и на шельфе Юго-Западной Луизианы, а также на побережье и на шельфе Техаса.

Природные газы миоценовых отложений характеризуются содержанием, %: метана 90–97, этана 1,1–4,3, пропана 0,6–1,7, бутанов 0,4–0,8, пентанов и высших 0,3–0,9, диоксида углерода 0,4–1,4, азота 0,1–0,7; содержание конденсата в газе 27–140 г/м<sup>3</sup>; глубина залегаания продуктивных горизонтов 2,3–5,7 км. Наиболее крупным является газоконденсатное месторождение Бастиан-Бей с запасами газа 102 млрд. м<sup>3</sup>. Региональной газоносностью в олигоцене разрезе характеризуются свиты анахуак и фрио. Песчаники фрио имеют пористость до 10–25%, проницаемость 0,05–8·10<sup>-12</sup> мкм<sup>2</sup>. С ними связаны газовые залежи на месторождениях Олд-Ошен, Ла-Глория, Сан-Сальвадор. Среди эоценовых отложений основным газоносным комплексом является свита уилкоккс. На территории штата Техас с ней связано много месторождений (Шеридан, Лейк-Крик, Кейти).

Природные газы палеогеновых отложений характеризуются содержанием, %: метана 79,1–96,0, этана 2,9–6,7, пропана 0,2–5,0, бутанов 0,9–2,7, пентанов и высших 1,2–6,1, диоксида углерода 0,1–1,2, азота 0,1–1,0; содержание конденсата в газе 3–370 г/м<sup>3</sup>; глубина залегаания продуктивных горизонтов 2,1–4,8 км.

Мезозойские отложения продуктивны в северной части Мексиканской впадины и занимают зону нефтегазонакопления погребенных сводовых поднятий Сабин и Монро и прилегающих прогибов. Основные продуктивные горизонты приурочены к отложениям верхнего мела и в меньшей степени к нижнему мелу, а также к отложениям верхней юры. В

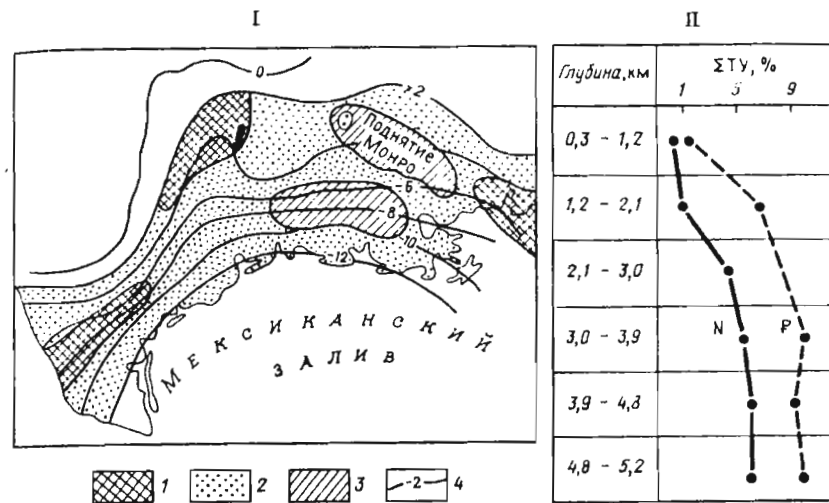


Рис. 25. Карта распределения по составу газов северной части Мексиканской впадины (по Э.В. Чайковской, И.В. Высоцкому, Н.Ю. Успенской и др.) (I) и вертикальная зональность распределения гомологов метана (II).

Зоны распространения газов: 1 – этан-пропановых и пропан-бутановых, 2 – этановых, 3 – метановых; 4 – изогипсы кровли фундамента, км

пределах свода Монро на глубине 625–700 м открыто крупное газовое месторождение Монро в отложениях "Газоносной породы монро" (верхний мел) с запасами газа 266 млрд. м<sup>3</sup>. На своде Сабин открыты крупное нефтяное месторождение Ист-Тексас на глубине 1000–1200 м в отложениях верхнего мела, серия вудбайн, а также нефтегазоконденсатное месторождение Картидж в верхнем мелу на глубине 890–1950 м (свиты гленроуз и трейвиспик). Начальные запасы газа месторождения Картидж составляют 215 млрд. м<sup>3</sup>. Газ содержит, %: метана 91,66, этана 4,37, пропана 1,33, бутанов 0,83, пентана 0,32, гексана 0,27 (с высшими), азота 0,27, диоксида углерода 0,9. Аналогичный состав с содержанием этана 3,5–4,6% имеют газоконденсатные залежи в отложениях нижнего мела и юры. Попутные газы нефтяных залежей юры и мела содержат, %: метана 46,3–69,2, этана 3,1–11,7, пропана 0,6–6,7, бутанов 1,2–6,4, пентана и высших 1,0–22,1, диоксида углерода 0,6–6,1, азота 2,8–14,2, сероводорода до 7,2, гелия 0,03–0,04.

В вертикальном разрезе северной части Мексиканской впадины отмечается развитие в верхней части преимущественной нефтеносности в неогеновых отложениях, зоны нефтегазоносности с преобладанием нефтяных ресурсов над газовыми в кайнозойских отложениях и, наконец, зоны преимущественной газоносности в нижней части осадочного чехла. Вниз по разрезу этановые и этан-пропановые газы переходят в метановые на глубинах ниже 6–7 км (рис. 25).

Таким образом, по сравнению с нефтегазоносными бассейнами палеозойского накопления бассейны мезозойско-кайнозойского выполнения характеризуются сравнительно облегченным составом как природных, так и нефтяных газов, более широким вертикальным диапазоном нефтегазоносности, развитием зоны генерации сухого метанового газа ниже 6–7 км.

## 2.4. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ КОМПОНЕНТОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА МЕЖГОРНЫХ ВПАДИН

### 2.4.1. Южно-Каспийская впадина

Южно-Каспийская впадина представляет собой крупную область прогибания земной коры в системе альпийской геосинклинали юга СССР и имеет протяженность 500–550 км от Саатлинской зоны поднятий на западе до Аладаг-Мессерианской ступени на востоке. Глубина залегания фундамента достигает 25 км.

Нефтегазоносность региона связана в основном с песчано-глинистыми отложениями плиоцена, выделенными в азербайджанской части впадины в продуктивную толщу и в туркменской части – в красноцветную толщу. К настоящему времени в пределах впадины открыто около 90 газовых и нефтяных месторождений.

Нефтяные и газонефтяные залежи сконцентрированы в пределах западной и восточной бортовых частей впадины на небольших глубинах, газоконденсатные и нефтегазоконденсатные залежи сосредоточены в более погруженных зонах и характеризуются высоким содержанием конденсата в газе (300–350 г/м<sup>3</sup> и выше). Для Южно-Каспийской впадины характерно развитие аномально высоких пластовых давлений, особенно на глубинах ниже 3 км, и низкого геотермического режима. Средняя геотермическая ступень увеличивается с возрастанием глубины от 25–40 м/°С в интервале 0–500 м и до 125 м/°С на глубинах 4500–5000 м.

Газы месторождений и залежей Южно-Каспийской впадины характеризуются содержанием метана 88,7–96,6 %, этана 1,9–4,3 %, более высоких гомологов 1,5–3,8 %, небольшим содержанием (0,8–1,0 %) диоксида углерода. Диоксид углерода в значительном количестве (до 20–22 %) присутствует в зонах интенсивного микробиологического окисления углеводородов на небольших глубинах. Попутные газы нефтяных залежей содержат, %: метана 80–96, этана 0,5–3,0, пропана и высших 0,1–2,0, диоксида углерода до 10. С возрастанием глубин залежей до 3–4 км отмечается увеличение доли этановых газов и коэффициента жирности газов, смена нефтяных залежей нефте- и газоконденсатными. По материалам Ф.Г. Дадашева, снизу вверх от фораминиферовых слоев до апшеронского яруса возрастают значения отношения изобутана к нормальному от 0,2 до 3, что косвенно свидетельствует о большой роли вертикальной

миграции из нижележащих комплексов при формировании углеводородных скоплений продуктивной толщи в вышележащие отложения. О большой роли вертикальной миграции УВ свидетельствует и изотопный состав углерода метана, который меняется по данным Л.М. Зорькина, Ф.Г. Дадашева и др. (1985 г.), от –4,79 ‰ на глубине 400 м до –3,45 ‰ на глубине 4350 м. Нефтяные газы на глубинах 300–2500 м имеют среднее значение  $\delta^{13}\text{C}$  –4,5 ‰, газы газонефтяных залежей на глубинах 1000–3700 м от –4,9 до –3,7 ‰, газы газоконденсатных залежей на глубинах ниже 4000 м имеют значение  $\delta^{13}\text{C}$  –3,45 ‰. В указанной работе делается вывод об отсутствии в Южно-Каспийской впадине газов ранней стадии генерации, образующих верхнюю газовую зону, а также об отсутствии генетической связи между составом газов и ОВ вмещающих отложений.

Таким образом, для Южно-Каспийской впадины характерен метан-этановый состав газа с содержанием этана до 4–5 %. Относительное увеличение жирности газа наблюдается в направлении с севера на юг в сторону внутренней части впадины, где происходит постепенное погружение продуктивных горизонтов среднего и нижнего плиоцена. В условиях АВПД отмечается развитие преимущественно нефте- и газоконденсатных залежей, что обусловлено повышенной растворимостью нефти в газе. Об этом же свидетельствует и возрастание содержания конденсата в газе: 60–100 г/м<sup>3</sup> на глубинах до 2 км, 125–200 г/м<sup>3</sup> на глубинах 3–5 км и 405 г/м<sup>3</sup> на глубинах 6–7 км.

В Туркменском секторе Каспийского моря на нефтегазоконденсатном месторождении Банка Лам газ на глубине 2650–2630 м в горизонте IV состоит из, %: метана 91,25, этана 3,82, пропана 1,70, нормального бутана 0,30, изобутана 0,51, пентана и высших 2,15, азота 0,17, диоксида углерода 0,10. Аналогичный состав газов и на других месторождениях.

### 2.4.2. Охотско-Сахалинский прогиб

Охотско-Сахалинский прогиб охватывает северо-восточную часть Сахалина и прилегающий к нему шельф. Максимальная мощность осадочного чехла достигает 12 км. Разрез представлен верхнемеловой угленосной формацией, состоящей из аргиллитов, алевролитов и песчаников, а также терригенными палеогеновыми и неогеновыми породами. Основные запасы газа и нефти связаны с песчано-алевролитовыми отложениями нутовской, окобыкайской, дагинской и уйнинской свит плиоцена. В тектоническом отношении скопления углеводородов приурочены к антиклинальным зонам субмеридионального простирания. Месторождения преимущественно многосластовые и содержат до 10 и более залежей.

Важными критериями, определяющими распределение газовых и нефтяных залежей, являются тип ОВ и связанный с ним преобладающий

тип формаций. В пределах Сахалина влияние этих факторов проявляется в увеличении на восток глинистых частей разреза неогена и в более морском наборе фаций. Оно совпадает с замещением гумусового ОВ сапропелевым в том же направлении.

Газы неогеновых отложений содержат, %: метана 70–99, тяжелых гомологов до 25 %, диоксида углерода 0,1–20, азота 0,1–2,7; плотность газов 0,584–0,874 г/см<sup>3</sup>. Вверх по разрезу отмечается уменьшение плотности газов и содержания тяжелых гомологов, а также увеличение количества метана, что свидетельствует о вертикальной миграции углеводородов.

Газы преимущественно метанового состава характерны для месторождений Эспенбергской, Волчинской и Гыргыланьинской антиклинальных зон. Они содержат, %: метана 93–99, тяжелых углеводородов до 3, негорючих в сумме 0,1–5,0. Месторождения Сабинской и Эхабинской антиклинальных зон характеризуются газом с повышенным содержанием тяжелых гомологов — 3–10 %, метана 82–93 %, диоксида углерода и азота до 3 %. Газы газоконденсатных месторождений Астраханского и Узлового, примыкающих к Поморо-Байкальской депрессионной зоне, содержат тяжелых углеводородов 5,9–6,1 %, в том числе этана 3,6 %. Газы газоконденсатных, газонефтяных и нефтяных залежей Эхабинской и Джимдан-Дагинской зон содержат метана 68–87 %, тяжелых гомологов 10–25 %, диоксида углерода до 3 %, азота до 3 %.

Анализ зональности состава газов Сахалина показывает, что этансодержащие газы в основном характерны для антиклинальных зон, примыкающих к Поморо-Байкальской и Пильтуно-Чайвинской депрессионным зонам. В сторону регионального подъема наиболее продуктивных окобыкайских отложений отмечается увеличение удельного веса нефтей, увеличение смолистости, уменьшение легких фракций и метановых углеводородов в них. Нефтям с высоким удельным весом соответствует газ метанового состава и наоборот — легкие нефти сопровождаются газами с тяжелыми гомологами метана, газоконденсатные месторождения сменяются газонефтяными и газовыми. Перспективы открытия газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений связаны с акваториями и территориями, непосредственно примыкающими к депрессионным зонам.

На Южном Сахалине в связи с широким развитием угленосных формаций ожидается открытие газовых месторождений с преимущественно метановым составом газа. Восточно-Луговское месторождение содержит, %: метана 96, этана 0,1, пропана 0,1, диоксида углерода 2,2, азота и редких 1,7. Притоки метанового газа с низким содержанием тяжелых углеводородов получены также на Южно-Луговской, Заречной, Северо-Долинской и Айской площадях.

В 1983 г. были получены первые промышленные притоки газа на Кшукском месторождении Камчатской области в центральной части Колпаковского прогиба. Газоносны отложения нижней части эрманов-

кой свиты миоцена на глубине 1219–1232 м и эталонской свиты на глубине 1546–1553 м. Газ содержит метана 97–99 %. Залежи метанового газа связаны с угленосными туффитовыми отложениями, находящимися на стадии катагенеза ПК<sub>3</sub>. На Нижнеквакчикском месторождении газоносны отложения ухолокской свиты неогена. Дебиты газа с конденсатом составили 88–189 тыс. м<sup>3</sup>/сут. В 1984 г. открыто в Магаданской области Верхнетелекайское нефтегазоконденсатное месторождение в южной части Анадырского прогиба. Нефтегазоносны отложения собольковской свиты миоцена на глубине 1678–1794 м. Дебит газа 5,8–158,2 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Газ содержит, %: метана 81,8–94,4, этана 1,5–3,8, пропана 0,7–2,4, бутанов и высших 0,05–1,4, диоксида углерода 0,3–1,6, азота 0,3–2,6. Потенциальное содержание конденсата в газе 41,7–76,7 г/м<sup>3</sup>.

#### 2.4.3. Межгорные впадины Скалистых гор

Складчатая система Кордильер занимает всю западную часть территории США, включая п-ов Аляска. В поперечном сечении ее различают несколько крупных структурных зон (с востока на запад): эпиплатформенного орогенеза, срединные массивы, миогеосинклинальную и эвгеосинклинальную. Газовые месторождения приурочены к зонам эпиплатформенного орогенеза и притихоокеанской.

Зона эпиплатформенного орогенеза занимает восточную часть Кордильер на территории штатов Монтана, Вайоминг, Колорадо, Юта, Аризона и Нью-Мексико. Современный структурный план, включающий крупные межгорные впадины и разделяющие их мегантиклинории, сформировался в процессе постплатформенной активизации тектонических движений в ларамийскую фазу тектогенеза в пределах западной окраины Северо-Американской платформы. Смена режима тектонических движений зафиксирована в платформенном характере мощностей и фаций палеозойских и раннемезозойских (домеловых) отложений и в молассоидном типе вышележащего комплекса меловых и кайнозойских пород, на долю которых приходится до 80 % суммарной мощности разреза.

Поиски газовых месторождений ведутся в 15 межгорных впадинах. Основную роль в запасах и добыче газа играют впадины Уинта, Грин-Ривер, Сан-Хуан, Парадокс. Разведанные запасы связаны главным образом с гранулярными коллекторами в отложениях верхнего мела, палеогена и неогена, имеющих суммарную мощность до 8–10 тыс. м. Вследствие литологической неоднородности пород, кроме структурных залежей, широко распространены разнообразны неструктурные типы. Именно в таких геологических условиях открыты наиболее крупные по запасам газовые месторождения Биг-Пини (79 млрд. м<sup>3</sup>) и Бланко (311 млрд. м<sup>3</sup>), расположенные во впадинах Грин-Ривер и Сан-Хуан.



Впадина Грин-Ривер — одна из наиболее крупных в системе Скалистых гор, имеет размер по контуру развития кайнозойских осадков 250x130 км, сложена комплексом кайнозойских, мезозойских и палеозойских отложений общей мощностью не менее 10 км. Наиболее крупным структурным элементом впадины является свод Ля-Борж, с которым связаны основные разведанные запасы газа и нефти в отложениях палеоцена, нижнего и верхнего мела, юры, а также в отдельных пластах палеозоя. Залежи углеводородов контролируются различными по строению структурными, литологическими и сложными комбинированными ловушками.

На месторождении Биг-Пини открыто несколько залежей неструктурного типа в песчаниках палеогена и верхнего мела, образующих бары, песчаные заливы и дельты. Глубина залегания их колеблется от 200 до 900 м, дебиты газа — от 140 до 650 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Природный газ продуктивной свиты уосатч эоцена содержит, %: метана 89,2, этана 7,0, пропана 2,2, нормального бутана 0,4, изобутана 0,5, пентана и высших 0,4, азота 0,2. На других месторождениях бассейна Грин-Ривер природные газы меловых отложений содержат сумму гомологов метана от 0,6 до 11,9 %, в том числе этана 0,2–7,2 %. Отложения пенсильвания содержат, %: метана 54,5–79,9, гомологов — до 11, диоксида углерода 14,7–23,1, азота 4,1–10,5, гелия 0,13–0,17, сероводорода 0,1–2,6. На месторождении Тип-Топ в отложениях ордовика, свиты Биг-хорн, природный газ на глубине 4606 м содержит, %: метана 6,7, гомологов (в сумме) 0,4, диоксида углерода 85,5, азота 6,5, гелия 0,8. На ряде месторождений содержание азота достигает 25 %, сероводорода 30 %.

Впадина Сан-Хуан занимает северо-западную часть штата Нью-Мексико и представляет собой крупный верхнемеловой прогиб площадью около 50 тыс. км<sup>2</sup>, ограниченный со всех сторон горными сооружениями. В строении впадины принимают участие палеозойские, мезозойские и кайнозойские отложения. Мощность отложений в центральной части достигает 3300–4500 м, из них более 1800 м приходится только на верхнемеловые песчаники и сланцы. Нефтегазоносность связана с меловыми, юрскими, триасовыми каменноугольными и девонскими отложениями.

Газовое месторождение Бланко расположено в центральной части впадины Сан-Хуан. Газоносны верхнемеловые отложения горизонта пикчерд-клиффс, свит месаверде и дакота. Основные запасы газа связаны с песчаниками свиты месаверде на глубинах 1350–1950 м. Газ содержит, %: метана 96,0, этана 1,8, пропана 0,5, бутанов 0,2, диоксида углерода 1,1, азота 0,2. Пенсильванские отложения на месторождении Ют-Доум, на глубине 2790 м содержат, %: метана 62, гомологов 1,2, диоксида углерода 33,7, азота 2,5 и гелия 0,4. Образование метановых газов обусловлено развитием в разрезе мела угольных пластов большой мощности.

Впадины Уинта и Пайсенс, разделенные сводовым поднятием Дуглас-Крик, нередко рассматриваются как единый седимента-

ционный бассейн. Осадочный чехол представлен кайнозойскими, мезозойскими и палеозойскими осадками, причем, как и в других впадинах на севере Скалистых гор, палеозой составляет не более 20 % от суммарной мощности разреза, достигающей 9000 м. Во впадине Уинта 75 % запасов природного газа связано с породами эоцена (свиты уинта, грин-ривер, уосатч). Газоносные песчаники имеют пористость до 30–35 %, но пространственно мало устойчивые. Дебиты газа в скважинах достигают 1,5 млн. м<sup>3</sup>/сут. Типичные месторождения Ред-Уош, Пешерс-Пойнт.

Во впадине Пайсенс более половины разведанных запасов газа приходится на верхний и нижний мел (месаверде, манкос, дакота), меньше — на палеоген, эоцен и юру. Широко распространены разнообразные неструктурные типы залежей, связанные с выклиниванием коллектора или изменением его физических параметров. Наиболее высокой коллекторской характеристикой обладают песчаники свиты уосатч, средняя пористость которых равна 17,5 %, а на отдельных участках достигает 30 %. Типичные месторождения Пайсенс-Крик, Рулизон, Рио-Блан. Нижний предел промышленной газоносности во впадине Пайсенс связан со свитой моррисон (верхняя юра), а во впадине Уинта — со свитой энтрада (нижняя юра). Более древние стратиграфические интервалы разреза характеризуются широким распространением диоксида углерода и азотных газов, но сохраняют перспективы для поисков углеводородного сырья. Эоценовые и верхнемеловые отложения на глубинах 910–1520 м содержат в основном метановые газы с содержанием этана 0,3–3,7 %.

Таким образом, природные газы межгорных впадин Скалистых гор характеризуются весьма разнообразным составом газа с преобладанием в ряде случаев неуглеводородных компонентов. Содержание этана в газе газовых залежей составляет 0,1–3 %, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных — 3,0–11,1 %, нефтяных — 4,4–19,7 %. На состав газа существенно влияет развитие угольно-континентальных отложений мела и палеогена и высокие стадии катагенеза отложений нижнего палеозоя. Анализ распределения сероводорода в газах месторождений Скалистых гор, проведенный автором совместно с И.Б. Кулибакиной [18], показал, что в центральной зоне надвигового пояса Скалистых гор (штаты Вайоминг и Юта) сероводород содержится в семи из 25 открытых месторождений и концентрация его колеблется от 1,6 до 25 %. Сероводородсодержащие газы приурочены в основном к карбонатным отложениям миссисипия (формация мадисон) и ордовика (формация биг-хорн). Кроме формаций мадисон и биг-хорн, сероводород встречен в газах песчаников формации вебер и карбонатных отложениях формаций фосфория.

Отличительной особенностью всех месторождений сернистых газов Скалистых гор являются значительные глубины залегания продуктивных толщ (3500–4710 м), обуславливающие высокую температуру недр и значительную степень катагенетической преобразованности ОБ вмещающих отложений. Так, величина отражательной способности витринита по-

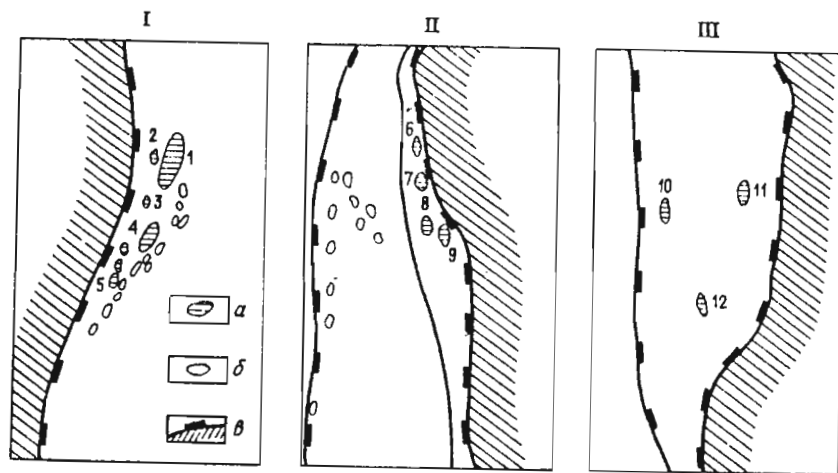


Рис. 26. Размещение месторождений сероводородсодержащих газов в пределах краевых зон Восточно-Европейской и Северо-Американской платформ (составили И.Б. Кулибакина, В.И. Старосельский).

I - Западный надвиговый пояс Скалистых гор, Предуральский прогиб; II - Бельская впадина; III - Косью-Роговская впадина; месторождения: а - сероводородсодержащих газов, б - бессернистые; в - границы складчатой области.

Месторождения: 1 - Картер-Крик, 2 - Сешшон Маунт, 3 - Ред-Каньон, 4 - Эллоу-Крик, 5 - Аншутз, 6 - Подгорновское, 7 - Саратовское, 8 - Исимовское, 9 - Беркутовское, 10 - Кочмесское, 11 - Лемвенское, 12 - Интинское

род свиты фосфория в районе надвигового пояса штатов Вайоминг и Юта колеблется от 2,23 до 2,89 %.

Все выявленные месторождения сероводородсодержащих газов так же, как и в пределах краевой зоны Европейского континента, приурочены к одной узкой зоне локальных поднятий субмеридионального простирания в западной бортовой части надвигового пояса Скалистых гор (рис. 26). В соседней, восточной зоне, более удаленной от складчатой области, выявлены лишь бессернистые нефтяные и газоконденсатные залежи в юрских терригенных отложениях, залегающих на глубинах 1500—3000 м. Наблюдаемое размещение залежей сероводородсодержащих газов может быть объяснено как большей степенью катагенетической преобразованности ОБ вблизи складчатой зоны, так и большей возможностью поступления в систему водорода, наиболее активный подток которого отмечается в зонах поддвига литосферных плит, где создаются оптимальные условия для выделения огромного количества тепловой энергии.

Сходство геологического строения Приуралья и зоны Надвигового пояса Скалистых гор позволяет высоко оценивать перспективы поисков крупных месторождений высокосернистого газа и в пределах надвиговой зоны Западного Урала.

\* \*  
\*

Рассмотрение распределения углеводородных компонентов природного газа в структуре мировых газовых ресурсов и в пределах нефтегазоносных территорий и тектонических элементов позволяет отметить следующее:

а) обнаруживаются последовательные изменения состава газов как по площади, так и по разрезу осадочного чехла — газовая зональность;

б) зоны пропан-бутановых газов в пределах молодых плит приурочены к внутренним частям прогибов, в то время как этановые и этан-пропановые газы занимают их бортовые части и сводовые, унаследованно развивавшиеся поднятия, которые в течение геологической истории не претерпевали погружений;

в) отмеченная связь газовой зональности с тектонической или палеотектонической зональностью обусловлена в первую очередь распределением стадий катагенеза ОБ; зоны пропан-бутановых газов тяготеют к областям и тектоническим элементам, в пределах которых газоматеринские толщи полностью претерпели главную фазу нефтеобразования; в области стадий катагенеза МК<sub>1</sub> и отчасти МК<sub>2</sub> обнаруживаются газы этановой группы;

г) газы, приуроченные к районам, в пределах которых угленосные отложения содержат, помимо гумусового рассеянного ОБ и угольные включения, органику сапропелевого типа, отличаются при прочих равных условиях типом газов от этан-пропановых и выше, т.е. более высоким содержанием гомологов метана.

На древних платформах связь газовой зональности с тектонической имеет иной характер. Анализ зональности состава газов в Тимано-Печорском регионе и Урало-Поволжье показал, что с запада на восток в сторону Приуральского прогиба наблюдается переход газов пропан-бутанового типа в этан-пропановые и этановые.

В Днепровско-Донецкой впадине с юга-востока на северо-запад наблюдается переход от этановых газов к этан-пропановым и далее к пропан-бутановым. Такое изменение обусловлено главным образом степенью катагенеза ОБ.

Изучение газовой зональности и закономерностей распределения газообразных гомологов метана позволяет прогнозировать зональность в малоисследованных нефтегазоносных областях.

Особенности распределения углеводородов указывают на специфичность процессов образования и накопления газа по сравнению с нефтью. Различное протекание этих процессов обусловлено рядом причин. Основ-

ные из них – специфика генерации газа и нефти из органического вещества при погружении осадочных толщ, состав самого органического вещества (гумусовый или сапропеллевый), различная миграционная способность газа и нефти и т.д.

### Глава 3

## ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ КОМПОНЕНТОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Компонентный состав природного газа является основным показателем его использования как горючего или как ценного химического сырья, а также важнейшим показателем геохимических процессов, происходящих в литосфере.

Обширные исследования особенностей распределения состава природного газа, проводившиеся во ВНИИГАЗе, позволили выявить зональное распределение основных его компонентов. Явление газовой зональности заключается в закономерном и последовательном изменении состава природного газа как по площади нефтегазоносных провинций (региональная зональность), так и по разрезу осадочного чехла (вертикальная зональность). Региональная и вертикальная зональности взаимосвязаны, поскольку изменения в составе газа по площади регионов, как правило, отражают его изменения в вертикальном разрезе.

На основе геолого-геохимического анализа распределения суммы тяжелых углеводородов в различных нефтегазоносных провинциях установлено, что состав углеводородной части газа контролируется рядом природных факторов, среди которых основными являются: 1) формационный состав нефтегазопроизводящих отложений, определяющий тип и концентрации органического вещества; 2) стадии катагенеза исходного органического вещества; 3) процессы латеральной и вертикальной миграции, приводящие к перераспределению газа, генерированного в нефтегазопроизводящих толщах. Сложное и нередко разнонаправленное влияние указанных основных факторов определяет наблюдаемые особенности газовой зональности. На всех стадиях формирования состава газа на него влияют термодинамические, тектонические, литологические, гидрогеологические и другие факторы.

Не все исследователи единодушны относительно характера развития процессов при литогенезе. Особо остро дискутируется вопрос о месте и времени образования максимальных количеств газа. Б.П. Жижченко и В.В. Вебер основную роль при образовании углеводородных газов отдают процессам диагенеза. В.Г. Васильев, В.И. Ермаков максимальную концентрацию ресурсов в отдельных регионах связывают с газом, генерированным на раннем этапе катагенеза. А.М. Акрамходжаев и С.Г. Неручев максимум генерации связывают с глубинами более 4 км, а Н.В. Лопатин считает, что максимальное количество газа генерируется на сред-

них глубинах, в тех же зонах, к которым приурочен максимум нефтеобразования. Е.А. Рогозина, А.Э. Конторович и С.Г. Неручев при изучении баланса генерации газов и битумоидов в ходе углефикации ОВ отмечают, что наибольшее количество газов выделяется на глубинах ниже зоны интенсивного нефтеобразования. В.П. Строгаев придает существенное значение газам ранней генерации. В нашей стране и за рубежом широкое признание получила осадочно-миграционная теория о стадийности нефтегазообразования, разработанная Н.Б. Вассоевичем [3]. Согласно его представлениям, погружение отложений приводит к перестройке органического вещества под влиянием бактериальной активности на стадиях диагенеза и возрастания температуры на стадиях катагенеза. Подогрев пород приводит к образованию миграционноспособных средне- и низкомолекулярных углеводородов, получивших название микро нефти или первичной нефти. Одновременно образуются и жирные газы. Н.Б. Вассоевичем выделены главные зоны нефтеобразования на глубинах 2–4 км при температурах 80–150 °С и газообразования на глубинах 4–6 км и более и температурах 150–250 °С. Ниже коротко рассмотрены общепринятые вопросы генезиса углеводородных газов, позволяющие определить закономерности в распределении зон газов сложного состава.

### 3.1. ИСХОДНОЕ ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО

Источники углеводородных и неуглеводородных компонентов природного газа многообразны. Основная масса компонентов образуется при термическом разложении органического вещества в осадочных отложениях. Различают автохтонное ОВ, образовавшееся за счет организмов, населяющих водный бассейн, и аллохтонное ОВ, поступающее с суши. Кроме того, источником метана могут быть процессы биохимической дегградации ОВ в осадках, углефикация, термическое изменение нефти и битумов. Большое количество CO<sub>2</sub> образуется при разложении карбонатных пород при высоких температурах и давлениях. Гелий и азот могут образоваться при диффузии из магматических и метаморфических пород, сероводород – в результате высокотемпературных реакций на больших глубинах, при восстановлении сульфатов и серы углеводородами в залежах, при биохимическом восстановлении сульфатов и т.д. Таким образом, генерация газа происходит одновременно с процессом литогенеза в осадках и горных породах, содержащих ОВ. В осадочных толщах ОВ находится либо в рассеянном, либо в концентрированном виде (например, пласты угля). В ходе литогенеза минеральные и органические составляющие осадочных толщ претерпевают глубокие изменения.

По составу и условиям накопления рассеянное ОВ делится на два основных фашиально-генетических типа: сапропеллевое и гумусовое. Сапропеллевый тип ОВ образован главным образом остатками одноклеточных водорослей (альгинитом), планктона и бентоса в породах морс-

кого генезиса. В строении сапропелевого ОВ принимают участие в основном липиды, а также белки и углеводы. Гумусовый тип ОВ образован преимущественно растительным детритом в породах субконтинентального генезиса. Содержание водорода в сапропелевом типе ОВ до 10 %, в гумусовом до 5 %. Смешанные формы ОВ пород классифицируются как гумусово-сапропелевые с преобладанием структур, характерных для сапропелевого вещества или сапропелево-гумусовые (при обратном соотношении основных компонентов, определяющих генетический тип исходного вещества). Н.Б. Вассоевич, исходя из молекулярного строения сапропелевого и гумусового ОВ, предложил именовать их соответственно алинами и арконами, а смешанный тип – алино-арконовым или аркоп-алиновым. Изучение исходного ОВ необходимо для выделения газообразующих формаций, а в дальнейшем – и для выявления их роли в формировании составов газа. По современным представлениям ОВ сапропелевого типа дает начало как нефти, так и газу; в породах с гумусовым ОВ генерируются преимущественно газообразные углеводороды. Угленосные и субугленосные толщи считаются типичными газоматеринскими отложениями.

Дж. Хант [42] отмечает, что на стадии катагенеза аморфное сапропелевое ОВ генерирует почти то же количество углеводородного газа, как и гумусовое ОВ. Однако часть нефти, ранее образовавшаяся в сапропелевых материнских породах, также превращается в углеводородный газ. Поэтому общий выход газа из сапропелевого материнского вещества в 1,5–2 раза превышает выход газа из гумусового вещества.

Б.Тиссо и Д. Вельте при характеристике ОВ осадочных пород выделяют кероген – нерастворимую в органических растворителях часть ОВ в отличие от битумоидов – растворимой части [41]. Кероген при этом рассматривается как макромолекула, составленная конденсированными циклическими ядрами, соединенными гетероатомными связями или алифатическими цепочками.

Общая геохимическая схема эволюции керогена рассматривается авторами как одно из достижений органической геохимии, имеющее большое практическое значение при планировании поисково-разведочных работ на нефть и газ. Б. Тиссо и Д. Вельте выделяют три основных типа керогена (диаграмма ван Кревелена). Кероген I типа характерен для горючих сланцев и богхедов. Он представлен в основном нормальными и разветвленными парафинами при небольшом числе нафтеновых и ароматических соединений. Характеризуется высокими значениями атомного отношения Н/С – 1,7–1,4 и обладает высоким нефте- и газогенерационным потенциалом. Кероген II типа обычно связан с ОВ морского происхождения, отложившимися в восстановительной обстановке (например, нижнетюрские глины Парижского бассейна). Этот тип керогена имеет в своем составе больше ароматических и нафтеновых циклических соединений. Величина отношения Н/С составляет 1,4–0,8, нефте- и газогенерационные потенциалы его ниже, чем у керогена I типа. Кероген

III типа характерен для ОВ высших наземных растений. Величина Н/С – 0,8–0,3, нефтегенерационный потенциал умеренный, хотя на больших глубинах этот кероген способен еще генерировать большое количество газа. Кероген III типа включает в себя главным образом конденсированные полиароматические или кислородсодержащие функциональные группы; алифатические звенья играют незначительную роль.

В одной из своих работ Б. Тиссо (1984 г.) выделяет кероген IV типа, который характеризуется аномально высоким атомным отношением кислорода к углероду. Кероген IV типа не является нефтепродукующим.

На примере Парижского и ряда других бассейнов Б.Тиссо и Д.Вельте показали, что повышение температуры во время погружения осадочных отложений вызывает постепенную перестройку структуры керогена. На последнем этапе диагенеза происходит разрыв гетероатомных связей и удаление функциональных групп, выделяются углекислый газ, вода и некоторые тяжелые гетеросоединения. Во время катагенеза высвобождаются углеводородные цепи и циклы. Сначала образуется преимущественно нефть, затем жирный газ. В метагенезе происходит перегруппировка ароматических слоев, образующих более крупные агрегаты. На этой стадии образуется только сухой газ.

Рассмотренная схема в целом соответствует представлениям отечественных геологов о преобразовании сапропелевого и гумусового ОВ в процессе погружения пород.

Одним из важных источников газообразования являются угленосные отложения. Установлено, что угли способны выделять газ в объемах, достаточных для образования больших залежей. Б. Тиссо, Дж. Хант, В.И. Ермаков, Н.И. Леонгардт и др. показывают, что некоторые типы углей можно рассматривать и как источники довольно значительных скоплений нефти, а также этансодержащего газа. Углетрографические исследования, проводимые во ВНИИГазе на обширных материалах по Западной Сибири, Северному Кавказу, Средней Азии, районам Северо-Востока и Дальнего Востока, а также по Украине, позволили определить генерационную способность угольного органического вещества на различных стадиях катагенеза. При этом было показано, что угольное ОВ в зависимости от микрокомпонентного состава и соотношения в нем мацералов витринитовой, фюзинитовой и лейптинитовой групп может генерировать газообразные углеводороды разного состава, а также быть и источником жидких углеводородов.

Угольное вещество витринит-фюзинитового состава на ранних стадиях катагенеза может генерировать газы с весьма специфическим составом: этана 2,4–3,2 %, пропана 0,05–0,38 %, бутанов 0,03–0,30 %. Такие газы характерны для таких крупных месторождений Западной Сибири, как Харасавэйское (апт, ТП<sub>1-5</sub>), Крузенштернское (апт, ТП<sub>1-3</sub>), Северо- и Южно-Соленинское (готерив, СД, VIII–X), а также Средней Азии – Малайское (готерив), Газлийское (сеноман), Ачакское (апт, III), Зевар-

Таблица 20

Составы газов, генерируемые угольным органическим веществом

Месторождение	Продуктивный горизонт	Глубина, м	Содержание в газе, %		
			C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>
Харасавэйское	Алтский, ТП <sub>1-5</sub>	1398-1559	2,40	0,06	0,25
		1596-1648	3,24	0,38	0,30
Уренгойское	ТП <sub>8</sub> ПК <sub>21</sub>	1735-1776	3,56	0,12	0,20
		860-1000	0,22	0,03	0,01
Комсомольское	Сеноманский	1192-1473	2,89	0,05	0,03
Бованенковское	Алтский, ТП <sub>1-6</sub>	1690-1750	3,10	0,44	0,70
Арктическое	Неокомский, ТП <sub>10</sub>	1878-1939	4,12	0,24	0,47
Нейтинское	Барремский, ТП <sub>18</sub>	1410-1450	3,88	0,48	0,49
Крузенштернское	Алтский, ТП <sub>1-3</sub>	2400-2430	3,61	0,13	0,14
Южно-Соленинское	Готеривский, СД-Х	2380-2430	3,71	0,08	0,17
Северо-Соленинское	СД-VIII	2300-2330	3,17	0,61	0,14
Малайское	Готеривский	2590-2600	3,72	0,75	0,29
Зевардинское	Верхнеюрский, XV	590-610	3,15	0,02	0,01
Газлийское	Сеноманский, IX	1600-1620	3,70	0,88	0,31
Ачакское	Алтский, III	2270-2280	2,07	2,63	4,81
Казанское	Верхнеюрский, Ю-I	2300-2320	5,80	5,90	3,80
Северо-Васюганское	То же	2380-2400	3,00	3,70	1,24
Мыльджинское	"	2260-2280	3,60	2,96	2,26
Лугинецкое	"				

динское (верхняя юра, XV). Газоконденсатные залежи Томской области, газ которых генерируется угольным веществом витринитового состава, на месторождениях Мыльджинское, Казанское, Лугинецкое и других содержат этана 2,1-5,8 %, пропана 2,6-5,9 %, бутанов 1,2-4,8 % (табл. 20).

Угольное вещество витринит-фюзинитового состава, в котором компоненты группы фюзинита составляют 20-70 %, на ранних стадиях катагенеза (до МК<sub>1</sub> включительно) генерируют газообразные УВ, главным образом метан. С зонами распространения витринит-фюзинитового угольного вещества в ниже-, среднеюрских отложениях на Западно-Сибирской плите совпадают области развития чисто газовых месторождений (Березовский район) с содержанием этана в газе до 3 %.

Угольное вещество преимущественно витринитового состава на более высоких стадиях катагенеза (МК<sub>2</sub>, МК<sub>3</sub>) приводит к образованию газов с заметным содержанием гомологов метана и легких УВ. В отложениях тюменской свиты Западной Сибири отчетливо выделяются две зоны развития газоконденсатонакопления, совпадающие территориально с областями накопления угольного вещества главным образом витринитового состава (до 70-80 % витринита): Пудинский и Васюганский районы Томской области и северная часть Тюменской области (к северу от широтного отрезка р. Обь).

Вероятнее всего, на более высоких стадиях катагенеза, чем МК<sub>2</sub> и

МК<sub>3</sub>, витринитовое вещество также будет генерировать в основном "сухой" газ метанового состава.

Угольное вещество витринит-лейптинитового состава, содержащее лейптинитовых компонентов 30-70 % и преобразованное до МК<sub>1</sub> и МК<sub>2</sub>, дает начало в основном нефтяным скоплениям. Площади развития угольного вещества такой природы и связанные с ними зоны нефтенакпления в ниже-, среднеюрских отложениях Западной Сибири приурочены к Шаимскому району Приуральской нефтегазоносной области и Широтному Приобью. В этих районах распространены газы, растворенные в нефти.

Таким образом, зоны чисто газовых скоплений связаны с гумусовым ОВ главным образом фюзинитового состава и, по-видимому, с витринитами, но на высоких стадиях катагенеза. На стадиях катагенеза, отвечающих главной фазе нефтеобразования и соответствующих МК<sub>1</sub>-МК<sub>3</sub>, гумусовое вещество витринитового состава генерирует главным образом газы с заметным содержанием гомологов метана и легкие жидкие УВ.

Следовательно, зоны преимущественного газо- и газоконденсатонакопления генетически связаны с ОВ собственно гумусовой природы, т.е. с фюзинитами и витринитами, а лейптинитовые компоненты угольного вещества генерируют нефтяные УВ и жирные газы. Другими словами, ведущей в образовании газообразных УВ из угольного вещества является его лигнинно-целлюлозная основа, а в образовании жидких УВ — его лейптинитовые компоненты, связанные происхождением с жирами, восками, смолами.

По данным А.М. Акрамходжаева [1], не менее ясная зависимость между составом ОВ и типом залежи наблюдается и в районах Средней Азии. Так, палеогеновые отложения Средней Азии, обогащенные главным образом сапропелевым ОВ, преимущественно нефтеносны. Из установленных здесь 189 залежей и проявлений 162 залежи нефтяные, 12 нефтегазовые и только 15 газовые. В палеозойских образованиях Устюрта с сапропелевым ОВ установлены нефтепроявления. Меловые, терригенные юрские отложения в основном с гумусовым, а в ряде случаев со смешанным гумусово-сапропелевым ОВ отличаются в основном газоносностью и реже нефтегазоносностью.

В Днепровско-Донецкой впадине нижнекаменноугольные отложения в западной нефтеносной части характеризуются сапропелевым и гумусово-сапропелевым типом ОВ. В восточной и юго-восточной частях, где развиты газоконденсатные месторождения, разрез нижнего карбона сложен угленосными и субугленосными отложениями с преимущественно гумусовым типом ОВ. Среднекаменноугольные отложения южной приобской зоны также характеризуются гумусовым типом ОВ и относятся к газоматеринским.

Отложения среднего девона Саратовского Поволжья характеризуют-

ся развитием ОВ сапропелевого типа, и соответственно здесь открыты в основном нефтяные залежи.

Аналогичных примеров в пределах различных районов СССР и за рубежом можно было бы привести много, хотя имеются исключения, в большинстве случаев объясняемые конкретными геологическими условиями развития региона и большими глубинами погружения нефтегазоматеринских отложений.

Прямая связь нефтегазовых флюидов с типами исходного ОВ наблюдается до определенной стадии литогенеза. А.М. Акрамходжаев, Н.Б. Вассоевич, А.Э. Конторович и другие исследователи по материалам изучения преобразования ОВ на разных этапах литогенеза и моделирования этого процесса считают, что с низов среднего катагенеза и особенно в зоне апокатагенеза генетический тип ОВ существенно не влияет на качество нефтегазовых УВ.

### 3.2. КАТАГЕНЕЗ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА

Газообразование протекает на всех этапах осадочного процесса от диагенеза до метаморфизма. Стадия диагенетического преобразования ОВ характеризуется интенсивным выходом метана, углекислого газа, азота, сероводорода. Однако условия для консервации диагенетических газов неблагоприятны, и основная масса образующихся газов рассеивается.

Н.Б. Вассоевич, А.Л. Козлов, Н.В. Лопатин, Ф.А. Алексеев и В.С. Лебедев выделяют верхнюю зону генерации метана до глубин, превышающих 1000 м, как главную диагенетическую зону метанообразования. Б.П. Жижченко считает зону диагенеза основной в образовании углеводородов, отмечая, что состав углеводородных газов не зависит от глубины погружения осадков и тяжелые углеводородные газы не могут служить показателями образования их в зоне катагенеза. Такая точка зрения не поддерживается сторонниками образования нефти и газа в процессе катагенеза. Залежи биогенного метана встречаются в основном в песчано-глинистых толщах с высоким содержанием гумусового ОВ и менее распространены в карбонатно-эвапоритовых толщах, богатых ОВ морского или озерного происхождения.

Катагенез, по Н.Б. Вассоевичу, следует за поздним диагенезом, т.е. начинается после завершения преобразования осадка в породу и делится на слабый, умеренный и сильный. Начальный, или слабый, катагенез (протокатагенез) соответствует ранне-, средне- и позднебуроугольным подстадиям превращения ОВ. К умеренному катагенезу (мезокатагенезу) относятся изменения осадочных пород, соответствующие каменноугольной стадии превращения ОВ. Значительные изменения осадочной породы, отвечающие антрацитовой стадии, Н.Б. Вассоевич относит к позднему, или сильному, катагенезу (апокатагенезу).

По данным Дж. Ханта [42], на стадию диагенеза (до 50 °С) приходится около 7 % углеводородных газов, 9 % жидких углеводородов и 40 % асфальтовых соединений; на стадию катагенеза (50–200 °С) – 80 % газов, 91 % жидких углеводородов и 60 % асфальтовых соединений, а на стадию метаморфизма (более 200 °С) – около 11 % газов и следы растворимых углеводородов и асфальтовых соединений. Основная масса метана, этана, пропана, бутанов образуется в зоне катагенеза, при этом этан, пропан, бутаны образуются при температурах от 70 до 150 °С с максимумом около 120 °С. В тонкозернистых породах при температурах, значительно превышающих 200 °С, обнаружено лишь небольшое количество метана. Дж. Хант считает, что температура 200–250 °С является пределом для генерации метана в материнских породах.

Генерация углеводородных газов на этапе раннего мезокатагенеза рассматривается в публикациях А.М. Акрамходжаева, Н.Б. Вассоевича, И.В. Высоцкого, Л.М. Зорькина, А.Л. Козлова, А.Э. Конторовича, В.Д. Наливкина, С.Г. Неручева, Е.А. Рогозиной, Б.А. Соколова, В.А. Успенского. Генерация микро нефти в ГФН сопровождается незначительным газообразованием, а интенсивная генерация газа происходит в позднем мезокатагенезе и апокатагенезе. В.И. Ермаков, А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Е.В. Стадник, А.А. Трофимчук допускают увеличение объемов образования углеводородных газов в пределах ГФН.

Ряд авторов (А.Э. Конторович, В.П. Строганов и др.) выделяют верхнюю главную зону газообразования (ПК-МК<sub>1</sub>) на основе изучения уникальных газовых скоплений в отложениях аптско-сеноманского возраста Западной Сибири и нижнюю зону газообразования, расположенную ниже ГЗН. Вместе с тем Н.Б. Вассоевич, А.Л. Козлов, отмечая крупные масштабы генерации метана в верхней зоне, не находят оснований относить ее к главной катагенетической зоне газообразования.

Для нас важным моментом является выделение главной зоны не по метанообразованию, а по образованию жирных газов. Единственной главной зоной образования тяжелых газовых углеводородов является зона МК<sub>2</sub>-МК<sub>4</sub>. Эту зону выделили Н.В. Лопатин и С.Л. Зубайрев [19], обобщившие сведения о распределении этана, пропана, бутанов в керне глубоких скважин Мюнстерланд-1, Хойя-1 и Бисмарк-1011. Максимум генерации этана, по этим скважинам, приходится на МК<sub>3</sub>-МК<sub>4</sub>, пропана – на МК<sub>3</sub>, бутанов, пентанов и гексанов – на МК<sub>2</sub>. Аналогичные данные при изучении угольного типа вещества получены А.Л. Козловым, А.Н. Вороновым, Е.В. Рогозиной, В.П. Якуцени, для рассеянного органического вещества – А.Э. Конторовичем, С.Г. Неручевым и др. Главная зона образования жирных газов на стадиях катагенеза МК<sub>2</sub>, МК<sub>3</sub> и МК<sub>4</sub> подтверждена в работах В.И. Ермакова, И.П. Жабрева, В.Л. Соколова, Н.Д. Гуляевой, В.Ф. Симоненко и др.

В целом можно отметить, что жирность газов увеличивается от МК<sub>1</sub> до МК<sub>4</sub>, при этом на МК<sub>3</sub>-МК<sub>4</sub> появляются сухие газы, а на МК<sub>5</sub> газы в основном сухие, и запасы их невелики. Максимум запасов связан с зоной

средних глубин и невысоких стадий катагенеза, где наиболее эффективны региональные покровы.

Анализ распределения начальных разведанных запасов газа СССР и содержания в них гомологов метана в зависимости от степени катагенеза ОБ показал [11], что в целом по СССР 72 % запасов газа приходится на отложения, достигшие стадий ПК и МК<sub>1</sub>, 23,6 % — МК<sub>2</sub>, 4,2 % — МК<sub>3</sub> и 0,2 % — МК<sub>4</sub>. Доля метановых газов в начальных разведанных запасах газа СССР составляет 64,5 %, из которых 60,5 % сосредоточено в отложениях, достигших стадий ПК и МК<sub>1</sub>, 4,0 % — МК<sub>2</sub>. Доля этановых газов в разведанных запасах составляет 29,1 %, этан-пропановых — 6,4 %. Отмечается возрастание ресурсов этаносодержащих газов с увеличением степени катагенеза ОБ от 2,4 % на стадии ПК до 83,2 % на стадии МК<sub>2</sub> и 100 % на стадиях МК<sub>3</sub> и МК<sub>4</sub>.

Ряд исследователей (Б.А. Соколов, В.Т. Лукьянова, А.А. Трофимчук, Н.В. Черский) наряду со статическим катагенезом, связанным с постепенным погружением, предлагают выделять динамический катагенез. Б.А. Соколов [32] к динамическим факторам катагенеза относит скорость погружения пород, плотность теплового потока, величину геометрического градиента, тектоническую и сейсмическую активность бассейна и степень раздробленности его фундамента. Эти факторы влияют в основном на общий генерационный потенциал бассейнов. Так, И.И. Несеровым установлено, что чем больше объем накапливавшихся отложений в единицу времени, тем выше нефтегазоносность бассейна. Интенсивной генерации нефти и газа способствует процесс осадконакопления со скоростью не менее 5 тыс. км<sup>3</sup> за 1 млн. лет.

Вместе с тем, несмотря на наличие в природе многочисленных факторов, влияющих на состав газа, отмечается закономерный генетический характер изменения состава углеводородной части природных газов.

### 3.3. ТЕРМОБАРИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ

Термобарические факторы, включающие в себя глубину залегания продуктивных горизонтов, пластовые давления и температуры, влияют на распределение зон газов сложного состава. Большинство исследователей в вертикальном разрезе (сверху вниз) выделяют следующий ряд зон газообразования и газонакопления: газовые, нефтяные и газонефтяные, газоконденсатные и нефтегазоконденсатные и, наконец, газовые залежи. Нефть с глубиной становится более легкой, а попутные газы утяжеляются. При этом основным фактором такой зональности является влияние температур, так как температура оказывает преобладающее влияние на изменение стадий катагенеза ОБ. Зональность в размещении залежей нефти и газа в зависимости от геотермической активности недр прослеживается не только в вертикальном разрезе НГБ, но и в региональном плане. При смене регионального температурного фона наблюда-

ется как качественная, так и количественная смена углеводородов. Например, в пределах Днепровско-Донецкой впадины увеличение пластовых температур в направлении с северо-запада на юго-восток предопределяет изменение типа залежей в сторону Донбасса от нефтяных к газонефтяным, далее к газоконденсатным и газовым. В этом же направлении изменяются и стадии катагенеза ОБ.

Повышение пластовых температур влияет на характер изменения углеводородных компонентов. Так, азот, имея большую миграционную способность по сравнению с другими компонентами, при снижении пластовых давлений и температур в процессе миграции водорастворенных газов занимает более приподнятые части структур. Процесс образования и накопления сероводорода в газах также зависит от пластовых температур: до 70–100 °С на образование сероводорода влияют процессы биохимической сульфатредукции, выше 100 °С — химической редукции сульфатов. Во многих районах, в том числе в Прикаспийской впадине, отмечается прямая связь между содержанием сероводорода в газе и возрастанием пластовых температур.

В работах В.И. Ермолкина, Е.И. Сороковой и других на примере анализа углеводородных скоплений Туранской плиты выделяются две термобарические зоны. Верхняя зона до глубин осадочных отложений 4 км характеризуется нормальными пластовыми давлениями и температурой 65–160 °С. Нижняя зона на глубинах 3–4 км и ниже (до 8 км) характеризуется коэффициентом аномальности пластового давления 1,1–2,0 и температурой 100–190 °С. В верхней термобарической мегазоне критериями выделения различных по фазовому состоянию углеводородных зон, а также составов газов являются определенные сочетания палеотемператур и геологического времени. В нижней термобарической мегазоне — определенные сочетания температур и аномально нарастающих пластовых давлений. Пространственное размещение газовых, газоконденсатных и нефтяных залежей юрских и меловых отложений контролируется палеотектоническим развитием крупных геоструктурных элементов плиты.

В.В. Байбаков и другие [4] при изучении влияния термобарических условий на размещение залежей УВ выделяют две термобарические зоны, характеризующиеся различным состоянием углеводородов в залежах. В верхней зоне до глубин 1500–1800 м, температур 15–80 °С и пластовых давлений 15–18 МПа развиты газовые залежи и залежи тяжелых нефтей с плотностью 0,8–0,9 г/см<sup>3</sup>, легкие нефти и газоконденсаты практически отсутствуют. Большинство газовых залежей образовалось за счет разрушения глубоко залегающих залежей нефти, т.е. являются вторичными. Таким образом, размещение залежей в верхней зоне контролируется условиями образования УВ, процессами миграции и аккумуляции, термобарические факторы играют незначительную роль. В нижней термобарической зоне, совпадающей с зоной катагенеза, основную роль в размещении залежей УВ играют термобарические условия. Физико-химическое состояние УВ в залежах определяется главным образом

величиной пластовых давлений и температур, а состав газов – исходным ОВ. Увеличение температуры при постоянном давлении приводит к смене тяжелых нефтей легкими, далее – газоконденсатами и газами.

Аналогичная картина была получена нами при изучении распределения залежей УВ по пластовым давлениям и температурам. Например, в интервале с давлением 20–30 МПа типы 232-х учетных залежей в основных НГБ СССР в зависимости от изменений температур менялись следующим образом:

40–60 °С 7 Н, 2 Г, 12 ГК, 3 НГК;  
 60–80 °С 9 Н, 3 Г, 34 ГК, 17 НГК;  
 80–100 °С 10 Н, 8 Г, 43 ГК, 17 НГК;  
 100–120 °С 5 Н, 12 Г, 29 ГК;  
 120–140 °С 1 Н, 11 ГК, 1 НГК;  
 140–160 °С 1 Н, 2 Г, 4 ГК 1 НГК.

Таким образом, отмечается явная тенденция уменьшения числа нефтяных и нефтегазоконденсатных залежей при возрастании температуры и, соответственно, увеличения числа газовых и газоконденсатных залежей. Был проведен анализ распределения этана в газовых и газоконденсатных залежах в зависимости от термобарических условий. Рассматривались составы газов месторождений СССР и зарубежных стран, которые по содержанию этана были распределены на три группы: метановые – до 3 % этана, этановые – 3–6 % и этан-пропановые – более 6 %.

По величине пластовых давлений, МПа, было выделено шесть групп: до 10, 10–20, 20–30, 30–40, 40–50 и более 50, по пластовым температурам, °С – семь групп: до 20, 20–40, 40–60, 60–80, 80–100, 100–120 и более 120. Результаты статистической обработки приведены в табл. 21 и 22.

Анализ распределения более 2 тыс. залежей природного газа, расположенных в различных геотектонических условиях, показал, что количество залежей с содержанием этана в газе до 3 % составляет 41 % от общего количества учетных залежей, с содержанием 3–6 % – 36,5 % и более 6 % – 22,5 %. При этом на молодых платформах преобладают залежи этансодержащего газа (64,8 %), на древних платформах – так же (66,2%), а в межгорных впадинах – залежи сухого метанового газа (72,2 % учетных залежей в пределах указанных тектонических элементов).

Рассмотрение термобарических условий распространения газовых залежей в пределах древних платформ показало, что метановые газы охватывают в основном зону с пластовым давлением до 10 МПа и температурой до 30 °С, этановые газы находятся в пределах пластовых давлений 10–25 МПа и температур 30–70 °С, этан-пропановые – преимущественно в зоне с давлением 25–45 МПа и температурой 70–120 °С (рис. 27). Ни же по разрезу с увеличением глубины и пластовых температур выделяются снова зоны этановых газов при давлении 45–55 МПа и температуре

Таблица 21

Распределение содержания этана в залежах природного газа в зависимости от величины пластового давления

Тектонические элементы с содержанием этана, %	Количество залежей с начальным пластовым давлением, МПа						Всего
	0–10	10–20	20–30	30–40	40–50	60	
Древние платформы	165	315	187	131	51	37	886
< 3	115	113	33	18	3	18	300
3–6	28	119	83	61	28	17	336
> 6	22	83	71	52	20	2	250
Молодые платформы	133	286	237	113	28	24	822
< 3	103	126	32	16	6	6	289
3–6	23	109	150	41	6	13	342
> 6	7	51	55	56	17	5	191
Межгорные впадины	94	92	74	61	26	12	359
< 3	86	73	42	40	12	6	259
3–6	8	18	14	18	14	5	77
> 6	–	1	18	3	–	1	23
Учетные залежи во всех тектонических элементах	392	693	498	305	106	73	2067
< 3	304	312	107	74	21	30	848
3–6	59	246	247	120	48	35	755
> 6	29	135	144	111	37	8	464
Всего, %	19	34	24	15	5	3	100
< 3	36	37	13	9	2	3	100
3–6	8	33	33	16	6	4	100
> 6	6	29	31	24	8	2	100

Таблица 22

Распределение содержания этана в залежах природного газа в зависимости от современной пластовой температуры

Тектонические элементы с содержанием этана, %	Количество залежей с пластовой температурой, °С							Всего
	0–20	20–40	40–60	60–80	80–100	100–120	120	
Древние платформы	75	253	182	131	98	50	15	804
< 3	48	127	45	24	7	5	4	260
3–6	16	62	103	75	42	10	3	311
> 6	11	64	34	32	49	35	8	233
Молодые платформы	20	84	159	179	147	100	115	804
< 3	20	75	91	53	17	16	10	282
3–6	–	4	60	98	88	60	23	333
> 6	–	5	8	28	42	24	82	189
Межгорные впадины	48	63	86	71	47	18	7	340
< 3	45	59	67	39	27	6	1	244
3–6	3	4	15	25	19	8	2	76
> 6	–	–	4	7	1	4	4	20



Продолжение табл. 22

Тектонические элементы, содержание этана, %	Количество залежей с пластовой температурой, °С							Всего
	0–20	20–40	40–60	60–80	80–100	100–120	120	
Учетные залежи во всех тектонических элементах	143	400	427	381	292	168	137	1928
< 3	113	261	201	116	51	27	15	766
3–6	19	70	178	198	149	78	28	720
> 6	11	69	46	67	92	63	94	442
Всего, %	7	21	22	20	15	85	7	100
< 3	15	34	27	15	7	13	1	100
3–6	3	10	25	27	20	11	4	100
> 6	2	16	11	15	21	14	21	100

120–150 °С. Зоны более высоких давлений и температур характерны для метановых газов, например, в Западном Внутреннем и Пермском НГБ в США для залежей и месторождений на глубинах ниже 4600–5000 м. Содержание метана в таких газях 90–97 %, этана 0,1–2,7 %. Таким образом, для зон газонакопления в пределах древних платформ отмечается наличие сухих газов в слабопогруженных отложениях (0,5–1,0 км), а затем возрастание доли этана в зонах нефтегазонакопления на глубинах 0,5–5,0 км до 6–8 % и последующее снижение на больших глубинах – до 0,1–2,7 %. Однако в указанных интервалах могут быть и исключения, связанные с миграционным и другими процессами формирования месторождений и составов газов.

В пределах молодых платформ отмечается распространение метановых газов в зоне пластовых давлений 2–15 МПа и температур 15–45 °С. Ниже расположена зона преимущественно этановых газов при 15–30 МПа и 45–90 °С, далее зона этан-пропановых газов при 30–45 МПа и 90–130 °С и зона этановых газов при 45–65 МПа и 130–170 °. Выше температур 170 °С отмечается уменьшение содержания этана в газе.

Для межгорных впадин, выполненных кайнозойскими и мезозойскими отложениями, характерны значительная тектоническая нарушенность, преимущественная газоносность или нефтегазоносность отдельных впадин, распространение преимущественно метановых и этановых газов. Метановые газы встречены в пределах пластовых давлений до 2 МПа и температур до 50 °С и приурочены к газовым и нефтегазоконденсатным залежам. Этановые газы сосредоточены в зоне пластовых давлений 20–35 МПа и температур 50–90 °С, этан-пропановые – 35–45 МПа и 90–125 °С, этановые нижней зоны – 45–65 МПа и 125–170 °С. На больших глубинах сосредоточены в основном метановые и этановые газы. Такая обедненность газов межгорных впадин тяжелыми гомологами обусловлена, по-видимому, высокой степенью вертикальной миграции флюидов, слабым катагенезом пород до больших глубин, большой мощностью осадочного чехла и высокими температурами, при которых высо-

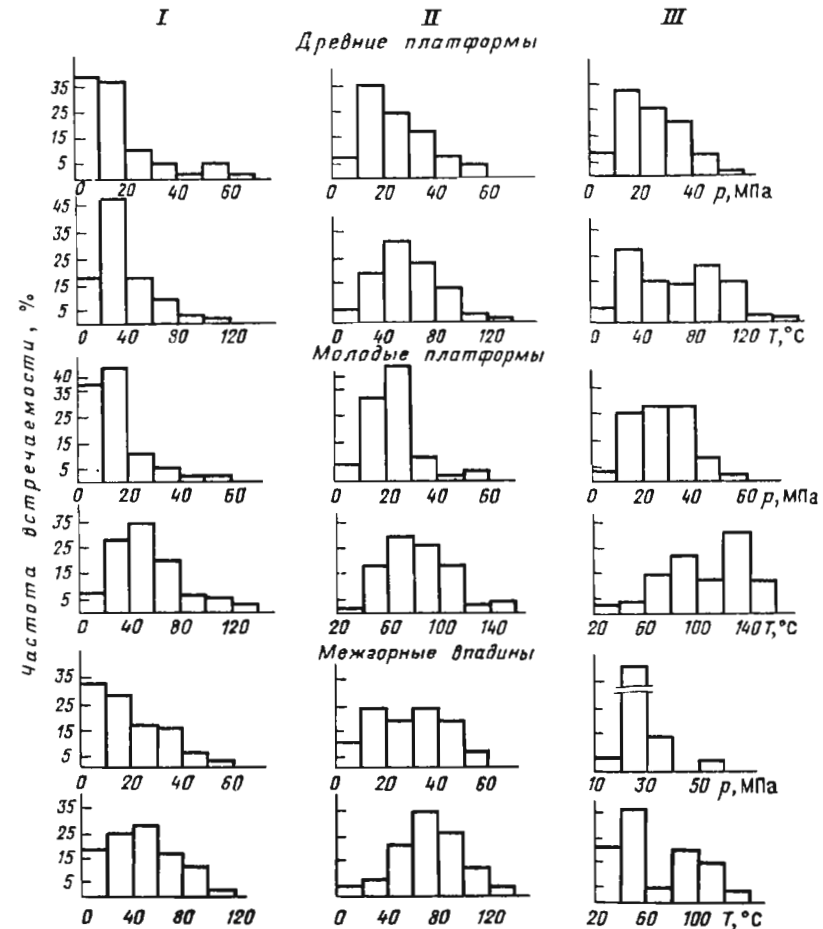


Рис. 27. Гистограммы распределения этана в газовых залежах в зависимости от термодинамических условий при его содержании:

I – < 3 %, II – 3–6 %, III – > 6 %

комолекулярные углеводороды разлагаются до метана с небольшим содержанием тяжелых углеводородов.

На основании статистической обработки были определены средние значения содержания этана в газе в пределах отдельных интервалов пластовых давлений и температур. При этом условно среднее содержание этана по выделенным группам (до 3 %, 3–6 % и более 6 %) бралось в следующих величинах: 1, 4 и 8 % соответственно. Средние значения содержания этана по учетным залежам составили, %, в интервалах пластовых давлений – до 10 МПа – 1,87, 10–20 МПа – 3,43, 20–30 МПа – 4,73, 40–50 МПа – 4,80 и более 50 МПа – 3,21; в интервалах пластовых тем-

ператур — до 20 °С — 1,94, 20–40 °С — 2,73, 40–60 °С — 3,00, 60–80 °С — 3,79, 80–100 °С — 4,65, 100–120 °С — 5,02, 120–160 °С — 6,57 и более 160 °С — 2,4. Таким образом, по возрастанию пластовых давлений и температур отмечается последовательное увеличение содержания этана в газе и затем снижение выше давлений 50 МПа и температур более 170 °С.

### 3.4. ТЕКТОНИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ

Тектонические факторы наряду с термобарическими оказывают существенное влияние на распространение зон газов сложного состава. Выше было рассмотрено распределение составов газов в пределах крупных геотектонических элементов и показано, что на древних платформах природные газы более жирные, характеризуются повышенными концентрациями азота и гелия. На молодых платформах и в межгорных впадинах газы более сухие, с пониженными концентрациями азота и гелия.

Многие исследователи отмечают взаимосвязь плотности нефтей и газов с геотектоническим режимом. Так, по А.А. Карцеву, нефти и попутные газы платформенных областей со слабым развитием тектонических нарушений обычно отличаются большей однородностью и отсутствием показателей фильтрационного фракционирования, характерного для районов интенсивной складчатости. По Т.А. Ботневой, Р.Г. Панкиной, В.А. Соколову (1966 г.), в зоне диапировых складок нефти обычно тяжелые, и к ним приурочены газы с пониженным содержанием метана и повышенным содержанием углекислого газа; авторы объясняют это окислением углеводородов и частичной потерей метана по тектоническим нарушениям.

История тектонического развития также влияет на распределение залежей различного фазового состава и зон газов сложного состава. Так, образование крупных газовых скоплений в Урало-Поволжье и Прикаспии (Оренбургское, Астраханское, Карачаганак и другие месторождения) ряд исследователей [25] связывает с интенсивным прогибанием древнего фундамента в мезозойско-кайнозойское время, обусловившим активизацию процессов газообразования и газонакопления.

Наряду с влиянием тектонического развития крупных геоструктурных элементов на изменение фазовых соотношений и составов газов существенную роль играют и локальные факторы. В пределах месторождений отмечается утяжеление составов газов с глубиной и изменением содержания компонентов газов по площади. Например, для Оренбургского месторождения характерно неравномерное распределение компонентов в залежи. Концентрации гомологов метана увеличиваются в периферийных зонах и с глубиной, особенно в зонах газонефтяных контактов. Содержание сероводорода изменяется по простиранию месторождения от 4–5 % на востоке до 1,3–1,5 в центральной зоне и до 2,0–2,5 % в районе западной периклинали. Аналогичное распределение отмечается для меркаптанов и углекислоты. Распределение азота по площади имеет обрат-

ный характер. Его содержание уменьшается от 6,5–7 % в центре до 2,5 % на востоке и до 5 % на западе. Зона максимального содержания азота в газе, по данным исследований Ю.А. Журова, А.К. Карпова, К.С. Басниева и других, находится в районе минимального для залежи содержания сероводорода. Аналогично распределяются в залежи и редкие газы.

Направленность тектонического развития территории следует рассматривать в качестве ведущего фактора, определяющего пространственную зональность углеводородов в недрах нефтегазовых бассейнов. Подобная зависимость четко проявляется, например, на Северном Кавказе. Как показали исследования В.И. Ермакова, на унаследованных, длительно развивающихся выступах распространены газы с преобладанием метана (свыше 80–90 %), а во внешних зонах геосинклиналей и внешних частях геосинклинальных прогибов газы сильно обогащены тяжелыми гомологами метана.

### 3.5. ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ

Влияние литологических факторов на размещение газовых и нефтяных залежей и зон газов сложного состава весьма существенно, при этом влияние оказывает как литологический состав (песчаники, глины, известняки), так и физические свойства коллектора (пористость, проницаемость). Максимальная степень заполнения ловушек обычно отмечается в горизонтах с наилучшими коллекторскими свойствами. Газ, являясь более мобильным по сравнению с нефтью, может сохраниться в породах с более низкой проницаемостью.

При сохранении залежей основную роль играют породы-покрышки. В.П. Савченко и Я.А. Берето отмечают, что галогенные и сульфатные отложения, служащие покрышками, при дифференцированном напряжении, возрастающем с глубиной, приобретают пластичность и миграция углеводородов через них становится невозможной. То же отмечается и при гидратации ангидритов с превращением их в гипсы, а также при наличии каменной соли.

Статистические исследования зависимости состава углеводородных компонентов от типа коллекторов и покрышек (см. гл. 2) показали, что с песчаными коллекторами связано 56,9 % ресурсов метановых газов, 27 % этановых и 16,1 % этан-пропановых, с карбонатными коллекторами — соответственно 11,7, 73,5 и 14,8 %. Таким образом, природные газы в карбонатных коллекторах — более жирные, что, возможно, обусловлено как исходным типом ОВ, так и процессами переформирования нефтяных залежей в газо- и нефтегазоконденсатные в периоды активизации тектонической деятельности.

Глинистые покрышки контролируют 61,7 % ресурсов метановых газов, 25,5 % этановых и 12,8 % этан-пропановых, соленосные покрышки —

соответственно 11,3, 68,1 и 20,6 % ресурсов, что может быть объяснено большей сохранностью УВ при наличии последних.

Л.М. Зорькин и др. [12] отмечают влияние коллектора, содержащего каталитически активные вещества (глинистые примеси и т.д.) при небольшом влиянии влаги, и повышенного содержания аренов на увеличение гомологов метана в газе. Газоконденсатное месторождение Степное на Северном Кавказе характеризуется суммой тяжелых углеводородов 14,2, аренов в конденсате 42 %; газоконденсатное месторождение Мейон-Сен-Фо (Франция) – пластовой температурой 160 °С, содержанием пропана и более высоких 7,5 %; нефтяные залежи, связанные с баженовской свитой в Западной Сибири, – пластовой температурой 129 °С, содержанием гомологов метана 32,1 %.

Влияние литологического фактора тесно связано с вопросами миграции углеводородов. В Средней Азии, по данным В.Е. Нарижной, если площади, характеризующиеся мощной соляной покрывкой, газоносны лишь в подсолевых отложениях, то площади, характеризующиеся относительно слабо изолирующими покрывками (Джаркак, Учкыр, Гугуртли, Ачак и др.), газоносны в подсолевых и надсолевых отложениях; газы по всему разрезу здесь однородные, с различиями, связанными в основном лишь с литологическими особенностями горизонта. Литологический фактор оказывает большое влияние и на размещение неуглеводородных компонентов. Так, сероводород и углекислый газ появляются в большем количестве в карбонатных коллекторах, чем в терригенных. Высокие концентрации азота ряд исследователей связывает с развитием красноцветных пород (Чу-Сарысуйская синеклиза, Ферганская впадина).

Специфика влияния литологического фактора на состав газов, совместно с рядом других факторов, рассмотрена на примере бассейнов соленакопления. Соленосные бассейны характеризуются значительными прогибаниями, что способствует широкому развитию процессов генерации, миграции, аккумуляции, а также сохранности углеводородов. Соленосные бассейны характеризуются также специфической геохимической обстановкой, способствующей выделению значительных объемов водорастворенного газа в свободную фазу в связи с непрерывным развитием процессов засоления пластовых вод. Это объясняется резкими различиями в растворимости газообразных углеводородов в зависимости от изменения солёности вод [17]. В солёных бассейнах практически отсутствуют биогенные процессы образования метана, которые подавляются за счет резкого увеличения минерализации подземных вод на ранних стадиях захоронения ОВ [27]. В связи со значительным сокращением биогенного этапа под солями в зону катагенеза попадает основная масса захороненного ОВ, что определяет не только крупные масштабы газообразования, но и более высокое содержание гомологов метана в газе. Анализ составов газов крупнейших месторождений мира, в которых залежи газа расположены под солёными покрывками, показал, что

практически все они характеризуются как этансодержащие, в частности газы месторождений Панхэнди, Канган, Парс, Индефатигейбл, Вуктыльское, Оренбургское, Карачаганак, Астраханское, Шуртан, Зеварды, Памук и др.

Природные газы подсолевых залежей характеризуются также высоким содержанием сероводорода, гелия, азота, что может быть объяснено как влиянием экранирующей солёной толщи, способствующей выделению азота и гелия из водорастворенного газа в свободное состояние при нарушении равновесия с окружающей средой в связи с резким увеличением минерализации мигрирующего газонасыщенного раствора, так и литолого-фациальными и термобарическими условиями подсолевых комплексов.

Вместе с тем следует отметить, что интенсивность биохимических процессов в подсолевых отложениях зависит от природных условий осадконакопления в подсолевых толщах. Если эти толщи накапливались крайне медленно, то ОВ могло подвергнуться глубокой биодеградаци и в последующем солеродный бассейн мало что мог изменить. Наоборот, при высоких темпах осадконакопления генерационный потенциал ОВ сохраняется полностью. Сами солёные толщи могут сохраняться лишь на значительных глубинах, поэтому под солями в достаточно жестких термобарических условиях формируются этановые газы.

### 3.6. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ

Гидрогеологические факторы играют важную роль в распределении зон газов сложного состава. Пластовые воды, перемещаясь вместе с растворенными в них газами, способствуют формированию залежей углеводородов в структурных ловушках. По данным В.Н. Корценштейна [16], изучение флюидальной системы осадочного покрова мощностью 5 км показало, что вода и нефть со всеми растворенными и свободными газовыми скоплениями занимают примерно 10–20 % объема осадочного покрова, причем из общего объема флюидов, насыщающих поровое пространство осадочного покрова, 99,9 % занято водами и лишь 0,1 % – свободными углеводородами.

В подземных водах НГБ выделяются три основных геохимических типа водорастворенных газов: углеводородный (преимущественно метановый), азотный и углекисло-сероводородный. Для большинства НГБ характерен метановый тип газа, воды с азотным составом газа характерны для пермских отложений Североморской впадины, нижнепермских отложений Чу-Сарысуйской синеклизы, палеозойских отложений северной части Волго-Уральской антеклизы. Углекисло-сероводородные газы характерны для водонапорных систем солёных бассейнов, в частности для Прикаспийской синеклизы.

Изучение газоносности пластовых вод [13] водонапорных систем НГБ показало, что газонасыщенность пластовых вод имеет региональный характер, т.е. состав растворенного газа, полученного в одной точке, может быть идентичен составу растворенного газа в других частях НГБ. Резкое изменение фона наблюдается только в зоне влияния залежей нефти и газа или же в зоне нефтегазонакопления.

Л.М. Зорькин [13] указывает на существование закона геохимического тождества природных газов водонапорных систем, заключающегося в том, что геохимическому типу водорастворенных газов соответствует аналогичный тип газов газовых залежей. Это правило может быть нарушено в случае образования залежей газа в геохимически чуждой обстановке или при выходе газовых залежей в зону активного водообмена.

Изучение особенностей газонасыщения пластовых вод Западно-Сибирского НГБ и Русской платформы показало [13], что состав растворенных газов закономерно изменяется по направлению от их окраин к наиболее погруженным частям. В окраинных частях НГБ развиты азотные газы, изменяющиеся от метаново-азотных и азотно-метановых до метановых внутренних областей. Одновременно с увеличением доли метана во внутренних областях последовательно появляются его гомологи: этан, пропан, бутан, пентан и гексан. От окраин нефтегазоносных бассейнов к их внутренним частям увеличивается количество растворенных газов, газонасыщенность вод, суммарная упругость газов.

Большую роль играют пластовые воды при формировании состава нефтей и газов. При этом отмечается снижение газового фактора, утяжеление и осернение нефтей, обогащение попутного газа азотом и другие изменения углеводородов. Облегчение и другие катагенные изменения нефтей и газов происходят по направлению потока пластовых вод. Из смеси углеводородов метан мигрирует быстрее и на более далекое расстояние по сравнению с его гомологами и особенно с нефтью. Углеводородная смесь претерпевает дифференциацию, вызывающую ореольно-хроматографическое распределение ее составляющих.

Составы растворенного газа, окружающего залежи различного фазового состояния, различаются между собой. Водорастворенные газы нефтяных скоплений отличаются повышенной концентрацией гомологов метана. По данным В.И. Ермакова, водорастворенные газы газовых и газоконденсатных залежей Предкавказья характеризуются содержанием этана и пропана менее 3%, водорастворенные газы нефтяных залежей Прикумского вала содержат этана более 3% и пропана более 3%.

Аналогичные исследования по локальному прогнозированию нефтегазоносности на основе анализов водорастворенных газов на примере Предкавказья проведены А.С. Панченко [26]. При этом были использованы соотношения  $C_1/N_2$ ,  $УВ/N_2$ ,  $C_1/C_2 + \text{высш.}$  и  $C_1/C_3 + \text{высш.}$  Наиболее информативными оказались соотношения  $C_1/C_2 + \text{высш.}$  и  $C_1/C_3 + \text{высш.}$  (табл. 23)

Таблица 23

Значения коэффициентов водорастворенных газов для залежей углеводородов разного фазового состояния [26]

Залежи	$C_1/N_2$	УВ/ $N_2$	$C_1/C_2 + \text{высш.}$	$C_1/C_3 + \text{высш.}$
Газовые	18–38	18–39	106–386	366–11 600
Газоконденсатные	9–36	17–47	15–54	64–236
Нефтяные	4–22	4–24	3–11	6–34

А.С. Панченко справедливо отмечает, что в водорастворенных газах содержание гомологов метана в 2–3 раза меньше по сравнению с залежами, что объясняется главным образом различной растворимостью УВ в подземных водах. Это обстоятельство детально исследовано в работах В.П. Савченко, А.Ю. Намиота, М.М. Бондаревой и др.

Газонасыщенность вод и их минерализация играют важную роль при прогнозировании газоносности больших глубин. Крупные газовые месторождения на глубинах до 3 км встречаются практически в любых по минерализации водных средах, что обусловлено сравнительно низкой растворимостью метана как в сильно-, так и в слабоминерализованных водах. На глубине 6 км (по исследованиям Е.С. Баркан, В.П. Якуцени и др.) слабоминерализованные воды (50 г/л) в 1 см<sup>3</sup> удерживают 7,14 см<sup>3</sup> метана, а сильноминерализованные (250 г/л) — лишь 4,15 см<sup>3</sup>. В связи с этим глубокие горизонты, характеризующиеся высокой минерализацией вод, будут более благоприятны для формирования крупных газовых месторождений.

Анализ и изучение геолого-геохимических факторов распределения углеводородных компонентов природного газа позволили выделить зоны генерации газов определенного состава.

Генерация метановых газов определяется двумя условиями.

Гумусовый тип ОВ, в составе которого преобладают физицитовые компоненты. В этом случае образование газа, обедненного тяжелыми углеводородами, характерно для всех стадий катагенеза органического вещества. Некоторое относительное возрастание концентрации гомологов метана (в основном этана) наблюдается только на средних стадиях катагенеза. При существенном содержании в угольном веществе витринитовых и лейптинитовых компонентов содержание тяжелых углеводородов возрастает, и со средними стадиями катагенеза связаны газы, содержащие до 10% и более гомологов метана.

Сапропелевый и смешанный тип ОВ пород на ранних стадиях катагенеза, соответствующих ПК<sub>1</sub>-ПК<sub>2</sub>.

Наибольшим распространением пользуются метановые газы в отложениях, находящихся на низких стадиях катагенеза, не претерпевших существенного погружения. К ним относятся следующие.

1. Месторождения и залежи в сеноманских отложениях севера Западной Сибири. Газопродуцирующие апт-сеноманские отложения этой области погружены на глубины 1–1,5 км, а органическое (угольное) вещество этих отложений достигло ПК<sub>3</sub> и МК<sub>1</sub>.

2. Газы месторождений в майкопских, хадумских и вышележащих отложениях платформенной части Северного Кавказа и Крыма, месторождения которых выявлены на глубинах от 500 до 800–1200 м. Содержание тяжелых углеводородов в составе газа этих месторождений, как правило, не превышает 0,8–1,0 %.

3. Месторождения Сахалина, связанные с угленосными отложениями миоцена, выявленными на глубинах от 500 до 1700 м, в составе газов которых содержание тяжелых углеводородов колеблется от 0,2 до 0,9 %.

4. Месторождения Предкарпатской области в отложениях нижнего сармата и тортонского яруса, располагающиеся на глубинах от 360 до 900 м. Концентрации тяжелых углеводородов варьируют от 0,2 до 2,2 %. По мере увеличения глубины залегания они заметно растут.

5. Месторождения Казахстана Базайское и Чагырлы-Чумышты, выявленные на глубинах 300–500 м в эоценовых отложениях, в которых содержание гомологов метана не превышает 1,5 %.

6. Месторождения Коми АССР в области неглубокого погружения девонских отложений (Вой-Вожское, Седь-Иольское и др.), в которых содержание тяжелых углеводородов колеблется от 0,4 до 3,7 %. Месторождения располагаются на глубинах 600–750 м.

Для неглубокопогруженных месторождений формационный состав газопродуцирующих отложений не является фактором, определяющим содержание в газе тяжелых углеводородов. Газы перечисленных выше месторождений связаны как с угленосными и субугленосными формациями, так и с отложениями глинисто-карбонатными, органическое вещество которых относится в основном к сапропелевому типу.

На глубинах, превышающих 1,5–2 км, метановые газы встречаются, как правило, реже и связаны преимущественно с угленосными формациями, содержащими в основном гумусовое ОВ. Одним из примеров такого распределения газа является Амударьинская газоносная провинция. Здесь имеется ряд газовых месторождений, залегающих на глубинах от 250–550 м (Акджарское) до 3890 м (Тедженское), которые характеризуются одним типом газа при содержании УВ менее 3 %. При этом стадии катагенеза вмещающих отложений варьируют от ПК до МК<sub>4</sub> включительно. Такое постоянство состава газа обусловлено существенно гумусовым типом органического вещества как в подсолевых юрских, так и в надсолевых меловых отложениях.

Генерация этаносодержащих газов с концентрацией более 3 % этана определяется следующими условиями:

сапропелевым или смешанным типом ОВ газопродуцирующих отложений, находящимся на средних и более высоких стадиях катагенеза;

гумусовым ОВ газопродуцирующих отложений при существенном содержании лейптинитовых компонентов в этом веществе, находящимся на средних стадиях катагенеза.

Этаносодержащие газы наиболее разнообразны по своему составу, который определяется сочетанием главным образом двух факторов, соотношением гумусового и сапропелевого ОВ, с одной стороны, и степенью его преобразованности – с другой. По имеющимся многочисленным данным содержание тяжелых углеводородов при прочих, равных условиях возрастает от МК<sub>1</sub> до МК<sub>3</sub> стадии катагенеза. По мере дальнейшего возрастания степени метаморфизма к МК<sub>4</sub>, АК<sub>1</sub> и АК<sub>2</sub> наблюдается некоторое снижение концентраций тяжелых углеводородных газов. Частота встречаемости этаносодержащих газов в свободном газе различных месторождений мира на стадии катагенеза МК<sub>1</sub> составляет 52 % по сравнению с метановыми, МК<sub>2</sub> – 73 %, МК<sub>3</sub> – 83 %, далее на МК<sub>4</sub> она снижается до 50 %, МК<sub>5</sub> – 24 %, а в подзоне апокатагенеза практически отсутствует.

Таковы в общих чертах выявленные генетические особенности газовой зональности. Однако в силу большой миграционной способности газа (вертикальное и латеральное перемещение) в ряде случаев наблюдается искажение первичной или генетической зональности. При этом газы, мигрируя из зоны генерации, могут накапливаться в коллекторских толщах, характеризующихся, как правило, менее жесткими термобарическими условиями, поскольку вектор миграции газа всегда имеет вертикальную направленность из области больших давлений в область меньших давлений и температур. Такое искажение генетической зональности, по материалам исследователей (В.И. Ермаков и др.), обычно фиксируется в районах, характеризующихся развитием следующих контрастных тектонических форм.

1. В пределах крутых склонов предгорных прогибов и платформенных впадин, где существуют облегченные условия для миграции газа из центральных частей впадин в сторону бортов.

2. В областях отсутствия или интенсивной дизъюнктивной нарушенности региональных газопоров над генерирующей толщей. В этих случаях газы более ранних этапов генерации теряются, и условия для накопления возникают при формировании газоупора в более молодых отложениях, характеризующихся менее жесткими термобарическими условиями в сравнении с зоной газообразования.

3. В областях, характеризующихся крупными перерывами в осадконакоплении, сопровождаемыми инверсиями тектонического режима, что приводит к дегазации ранее образованных газовых скоплений. Новообразование газа в последующие этапы геологической истории может иметь иной геохимический характер при значительном пространственном смещении зон газонакопления.

4. Изменение первичного состава газа возможно также при дальнейшей миграции газа через пористые среды. В этом случае в направлении

перемещения газа может отмечаться его существенное обеднение тяжелыми углеводородами за счет их лучшей сорбции породами по сравнению с метаном.

На состав газов в залежах существенно влияют вторичные факторы, а именно: диффузия (влияние разности размеров молекул разных компонентов газов), химическое разрушение газов (избирательное уничтожение различных компонентов газа в залежах, сорбция и десорбция газов, время и продолжительность образования ловушек относительно процесса генерации углеводородов (роль аддитивности в формировании скоплений газа разного состава). Эти вопросы освещены в ряде работ советских и зарубежных исследователей [5].

## Глава 4

### ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЗОН РАСПРОСТРАНЕНИЯ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ С ПОВЫШЕННЫМ СОДЕРЖАНИЕМ ГОМОЛОГОВ МЕТАНА

Выше было показано, что газы с повышенным содержанием гомологов метана связаны с конденсатными и нефтеконденсатными залежами, сформировавшимися в определенных термобарических условиях на средних и высоких стадиях катагенеза. Генерация газов сложного состава или этансодержащих газов зависит от характера исходного органического вещества, а также от термобарических, гидрогеологических и геохимических условий среды. Процессы нефтегазообразования и нефтегазонакопления представляют собой, как отмечает Б.А. Соколов, элементы единой историко-генетической системы, саморазвитие которой контролирует образование и размещение скоплений нефти и газа в недрах Земли [32].

Направленные поиски залежей и месторождений с повышенным содержанием гомологов метана основываются на изучении геологического строения и геохимических условий нефтегазообразования в отдельных НГБ, анализе статистических показателей распределения этансодержащих газов в пределах различных интервалов глубин, стратиграфических комплексов, тектонических элементов. Как дополнительные факторы определения источников газообразования и формирования зон газонакопления могут быть привлечены изотопные исследования углерода метана, его гомологов и неуглеводородных компонентов.

#### 4.1. ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ ЗОН ГАЗОВ СЛОЖНОГО СОСТАВА

Анализ структуры мировых газовых ресурсов и крупных зон газонакопления по глубинам и по содержанию этана (гл. 2) показал, что до глубины 3 км сосредоточено 79,7 % начальных разведанных запасов газа мира,

при этом метановые газы преобладают на глубинах до 2 км и ниже 5 км, этановые — на глубинах 2–5 км и этан-пропановые — на глубине 2–3 км.

Геолого-статистический анализ распределения крупных зон газонакопления по термобарическим условиям, стратиграфическим комплексам, составам газа позволил разработать схему их вертикального распределения (рис. 28). До глубин 1,5–2,0 км расположена верхняя зона метановых газов, содержащая этана не более 3 %, ниже выделяется главная зона этансодержащих газов. Она подразделяется на три подзоны: верхнюю подзону этановых газов (этана 3–6 %, сумма тяжелых УВ до 10 %) на глубине 1,5–2,5 км, подзону этан-пропановых газов (этана более 6 %, сумма тяжелых УВ более 10 %) на глубине 2,5–4,0 км, нижнюю подзону этановых газов на глубине 4,0–6,0 км. В интервале глубин 6–8 км выделяется нижняя зона метановых газов, соответствующая примерно нижней катагенетической зоне метанообразования по схеме Н.Б. Вассоевича, ниже 8 км — зона кислых газов или газов сложного состава. Главная зона этансодержащих газов при температурном градиенте 3 °С/100 м соответствует температурному интервалу 60–180 °С и стадиям катагенеза МК<sub>1</sub> – МК<sub>5</sub>.

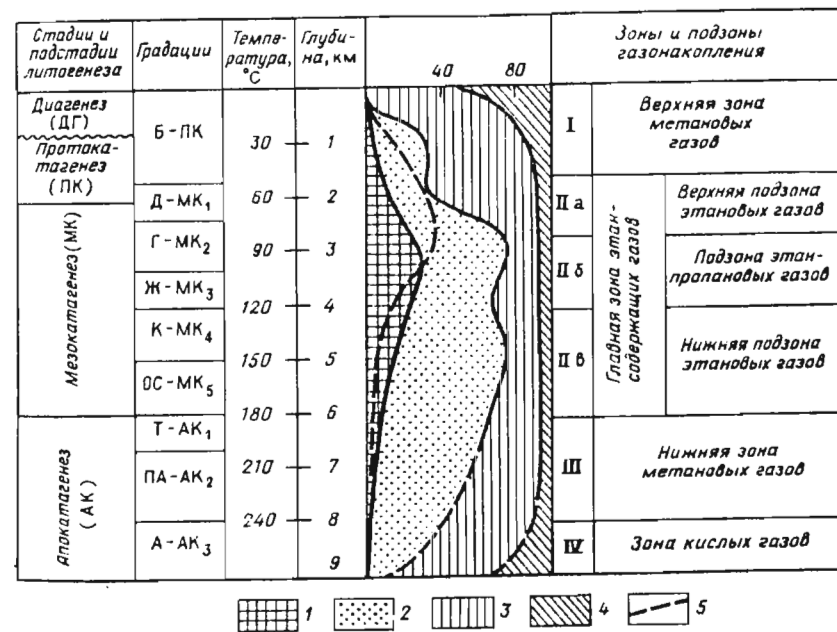


Рис. 28. Сводная схема зон газонакопления.

Содержание газов, %: 1 — пропан-бутановых и этан-пропановых, 2 — этановых, 3 — метановых, 4 — неуглеводородных; 5 — распределение мировых ресурсов газа по глубинам

Таблица 24

Распределение начальных разведанных запасов газа основных месторождений мира по тектоническим элементам и глубинам

Глубина, км	Запасы газов		
	ЭП	Э	М
	трлн. м <sup>3</sup>		
<i>Древние</i>			
0-1	—	2,40	0,30
1-2	0,70	3,90	0,90
2-3	6,10	12,30	3,30
3-4	0,20	1,50	0,30
4-5	0,10	0,70	0,30
5-6	0,10	0,10	0,30
6-7	—	—	0,10
0-7	7,20	20,90	5,50
<i>Молодые</i>			
0-1	—	0,20	5,20
1-2	0,50	3,10	19,10
2-3	2,20	5,30	1,40
3-4	1,60	2,30	2,20
4-5	0,10	0,50	0,10
5-6	—	0,10	0,10
6-7	—	—	—
0-7	4,40	11,50	28,10
<i>Межгорные</i>			
0-1	0,10	—	0,10
1-2	0,10	—	0,44
2-3	0,17	0,10	0,10
3-4	0,50	0,10	0,30
4-5	0,10	0,20	0,10
5-6	—	0,10	—
6-7	—	0,10	—
0-7	0,97	0,60	1,04
<i>Всего по мировым</i>			
0-1	0,10	2,60	5,60
1-2	1,30	7,00	20,40
2-3	8,50	17,70	4,80
3-4	2,30	3,90	2,80
4-5	0,30	1,40	0,50
5-6	0,10	0,30	0,40
6-7	—	0,13	0,07
0-7	12,6	33,00	34,60

Запасы газов, % <sup>1</sup>				
Всего	ЭП		Э	М
трлн. м <sup>3</sup>	% <sup>1</sup>			
<i>платформы</i>				
2,70	8,0	—	88,9	10,1
5,50	16,4	12,7	70,9	16,4
21,70	64,5	28,1	56,6	15,2
2,00	6,0	10,0	75,0	15,0
1,10	3,3	9,1	63,6	27,3
0,50	1,5	20,0	20,0	60,0
0,10	0,3	—	—	100,0
33,60	100,0	21,4	62,2	16,4
<i>платформы</i>				
5,40	12,2	—	3,7	96,3
22,70	51,6	2,2	13,7	84,1
8,90	20,2	24,7	59,6	15,7
6,10	13,9	26,2	37,7	36,1
0,70	1,6	14,3	71,4	14,3
0,20	0,5	—	50,0	50,0
—	—	—	—	—
44,00	100,0	10,1	26,1	63,8
<i>впадины</i>				
0,50	7,6	50,0	—	50,0
0,54	20,7	18,5	—	81,5
0,37	14,2	46,0	27,0	27,0
0,90	34,6	55,6	11,1	33,3
0,40	15,3	25,0	50,0	25,0
0,10	3,8	—	100,0	—
0,10	3,8	—	100,0	—
2,60	100,0	37,1	23,3	39,6
<i>ресурсам</i>				
8,40	10,4	1,8	31,1	67,1
28,60	35,7	4,3	24,4	71,3
31,00	38,7	27,5	57,0	15,5
9,00	11,2	25,7	43,1	31,2
2,20	2,7	12,1	62,8	25,1
0,80	1,0	9,1	42,2	48,7
0,20	0,3	—	64,0	36,0
80,20	100,0	15,7	41,1	43,2

<sup>1</sup>Процент от общей суммы начальных разведанных запасов газа.

<sup>2</sup>Процент от запасов газа соответствующего интервала глубины.

Для обоснования направленных поисков газов с содержанием этана более 6 % представляет интерес выделение подзоны этан-пропановых газов на глубине 2,5–4,0 км. Статистическая обработка состава газов с содержанием этана более 6 %, проведенная по крупнейшим месторождениям мира, показала, что основными глубинами, на которых концентрируются такие газы, являются 2700–3500 м. Так, неокомские газы Уренгойского, Заполярного, Ямбургского и других месторождений имеют концентрацию этана более 6 %, начиная с пластов соответственно БУ<sub>8</sub>, БТ<sub>3-4</sub>, БУ<sub>6</sub>, т.е. с глубин 2650–2750 м. В ряде месторождений при наличии нефтяной оторочки или нефтегазоконденсатной залежи, а также в пределах древних платформ верхняя граница подзоны может быть поднята. Границы распространения указанных зон и подзон газонакопления будут различными в пределах древних и молодых платформ и межгорных впадин (табл. 24).

В пределах древних платформ основные ресурсы газа (88,9 %) сосредоточены на глубине до 3 км, в интервале 3–5 км – 9,3 %, ниже глубин 5 км – 1,8 %. Из общей величины начальных разведанных запасов газа 62,2 % являются этановыми (Э), 21,4 % – этан-пропановыми (ЭП) и 16,4 % – метановыми (М). Этановые газы доминируют также при поинтервальном распределении запасов. Верхняя метановая зона газонакопления в пределах древних платформ развита в основном лишь до 500 м и существенной роли в распределении запасов газа не играет. С этой зоной в СССР связаны запасы газа и месторождения в отложениях перми и карбона Саратовско-Волгоградского Поволжья (месторождения Саушинское, Верховское и др.) в отложениях девона Тимано-Печорского региона и др.

Верхняя подзона этановых газов в древних платформах распространяется вниз по разрезу до глубины 2250 м, подзона этан-пропановых газов выделяется в интервале 2250–3750 м, нижняя подзона этановых газов – в интервале 3750–5000 м, нижняя зона метановых газов – ниже 500 м. Таким образом, для древних платформ существенным моментом в распределении составов газов является отсутствие верхней метановой зоны или незначительное ее развитие в районах, где нет пермской эвапоритовой покрышки, расширение интервала подзоны этан-пропановых газов, особенно в верхней части разреза, наличие практически сухих газов на глубинах ниже 5 км, распространение газов с повышенным содержанием азота в верхней (до 2,5–3,0 км) части разреза и с повышенным содержанием диоксида углерода в нижней (3 км и ниже). Так, в Западном Внутреннем и Пермском НГБ США на глубинах 4622–6593 м в 30 крупных газовых месторождениях содержание этана в газе колеблется в пределах 0,1–0,7 %, в редких случаях достигая значения 2,2 %. Здесь же, ниже глубин 5600 м, встречены газы с содержанием CO<sub>2</sub> 47–85 %.

Вертикальная зональность составов газов в пределах древних платформ обусловлена в основном вертикальной миграцией газов до верхней эвапоритовой покрышки, а также латеральной миграцией, при которой

бортовые зоны неглубоко залегающих бассейнов занимают газы с повышенным содержанием азота. Повышенное содержание азота в районах западной окраины Русской платформы может быть объяснено большей миграционной способностью азота по сравнению с углеводородными компонентами. Для азотно-углеводородных газов характерно повышенное содержание гелия.

Вместе с тем в районах древних платформ, где соленосная покрышка залегаєт на значительных глубинах, вертикальная зональность УВ также будет специфической. Так, в северо-восточной и восточной частях Прикаспийской синеклизы (месторождения Карачаганак, Жанажол) на глубинах до 5000 м вскрыта верхняя этановая подзона, а на глубинах 5000–6300 м этан-пропановая подзона. Ниже, в интервале 6300–9000 м, ожидается открытие газовых залежей нижней этановой подзоны и ниже 9000 м – нижней зоны метановых газов. При среднем геотермическом градиенте 1,8–2,2 °С/100 м на глубине 5000 м предполагается температура порядка 90–110 °С, 6300 м – 110–140 °С и 9000 м – 160–200 °С.

Основные запасы газа в пределах молодых платформ (63,8 %) сосредоточены на глубинах до 2 км, в интервале 2–4 км – 34,1 % запасов и ниже 4 км – 2,1 %. Такое распределение запасов объясняется наличием мощной глинистой покрышки в верхней части меловых отложений и нижней части кайнозоя (Западная Сибирь), развитием региональных эвапоритовых покрышек в верхней юре, а также активизацией процессов газонакопления в кайнозое. Газогенерирующими толщами для молодых платформ являются угленосные формации, располагающиеся обычно в нижней части осадочного чехла (угленосные отложения нижней, средней юры Предкавказья, Мангышлака, Средней Азии и др.) Этим объясняется и более метановый состав газа: с метановыми газами связано 63,8 % начальных запасов газа молодых платформ, с этановыми газами 26,1 % и с этан-пропановыми 10,1 %.

В пределах молодых платформ верхняя метановая зона газонакопления прослеживается до глубин 1500 м, верхняя подзона этановых газов – в интервале 1500–2750 м, этан-пропановая зона – 2750–4000 м, нижняя этановая подзона – 4000–6250 м, нижняя зона метановых газов – в интервале 6250–8000 м. Таким образом, для молодых платформ характерно развитие верхней метановой зоны и более широкий интервал главной зоны этансодержащих газов (1,5–6,3 км) по сравнению с древними платформами. Отмечается прямая взаимосвязь мощности верхней метановой зоны с общей мощностью осадочного чехла и глубиной залегания фундамента. Так, в Западной Сибири, Предкавказье и Средней Азии зоны крупных по запасам скоплений углеводородных газов приурочены к областям погружения фундамента. На вертикальную зональность распространения УВ в пределах молодых платформ в ряде случаев влияет состав исходного ОВ.

Межгорные впадины характеризуются четко выраженной активностью тектонического режима, наличием большой мощности (более



7–10 км) осадочного чехла и глубоким залеганием фундамента, жесткими термобарическими условиями, что предопределяет преимущественное развитие залежей и месторождений углеводородов метанового ряда. Основные запасы газа межгорных впадин (42,5 %) расположены на глубинах до 3 км. В интервале глубин 3–4 км сосредоточено 34,6 % запасов и ниже 4 км – 22,9 %. Запасы метановых газов составляют 39,6 % от общих ресурсов газа межгорных впадин, этановых – 23,3 %, этан-пропановых – 37,1 %.

Верхняя зона метановых газов прослеживается до глубины 2000 м, верхняя подзона этановых газов – в интервале 2000–2750 м, этан-пропановых – 2750–4000 м, нижняя этановая – 4000–6400 м и нижняя зона метановых газов – ниже 6400 м. Таким образом, для межгорных впадин характерно увеличение верхней метановой зоны до 2 км по сравнению с платформами, а также расширение главной зоны этансодержащих газов до глубины 6400 м. В Южно-Каспийской впадине на месторождениях Сангачалы-море и Булла-море на глубинах 5150–5730 м выявлены газоконденсатные залежи с содержанием этана в газе 3,3–4,0 % и высоким содержанием конденсата (257–460 г/м<sup>3</sup>). На месторождении Бахар продуктивные горизонты в интервале глубин 4160–4595 м содержат в среднем этана 3,4 %, в интервале 4725–5450 м – 2,6 %.

Сопоставление распределения ресурсов газа и его составов в пределах древних и молодых платформ и межгорных впадин позволяет отметить следующую закономерность: основные ресурсы газа возрастают вверх по разрезу от глубины 2–3 км на древних платформах до 1–2 км на молодых платформах, в то время как интервал залегания главной зоны этансодержащих газов возрастает вниз по разрезу от 500–5000 м в пределах древних платформ до 1500–6250 м в молодых платформах и 2000–6400 м в межгорных впадинах (рис. 29).

Для подтверждения предложений схемы распределения зон газонакопления были изучены составы газов на срезе глубин 1000, 2000, 3000, 4000, 5000 и 6000 м с отклонением 50–70 м. Всего было проанализировано 452 залежи. Как видно из табл. 25, на глубине 1000 м преобладают метановые газы, 2000 м – этановые, 3000 и 4000 – этан-пропановые и 5000 и 6000 – метановые. Эти данные в основном подтверждают распределение зон метановых и этансодержащих газов.

Предложенная схема глубинного распределения зон газонакопления как в целом, так и в пределах крупных геотектонических элементов является все же достаточно общей. В пределах каждого нефтегазоносного бассейна имеются свои специфические особенности распределения нефтегазоносности и составов газов по разрезу, которые зависят от истории тектонического развития НГБ, типа ОБ, стадий катагенеза, условий миграции, формирования и разрушения залежей. Основные типы природных вертикальных рядов залежей углеводородов разного фазового состояния достаточно подробно рассмотрены В.Ф. Раабеном [28], который

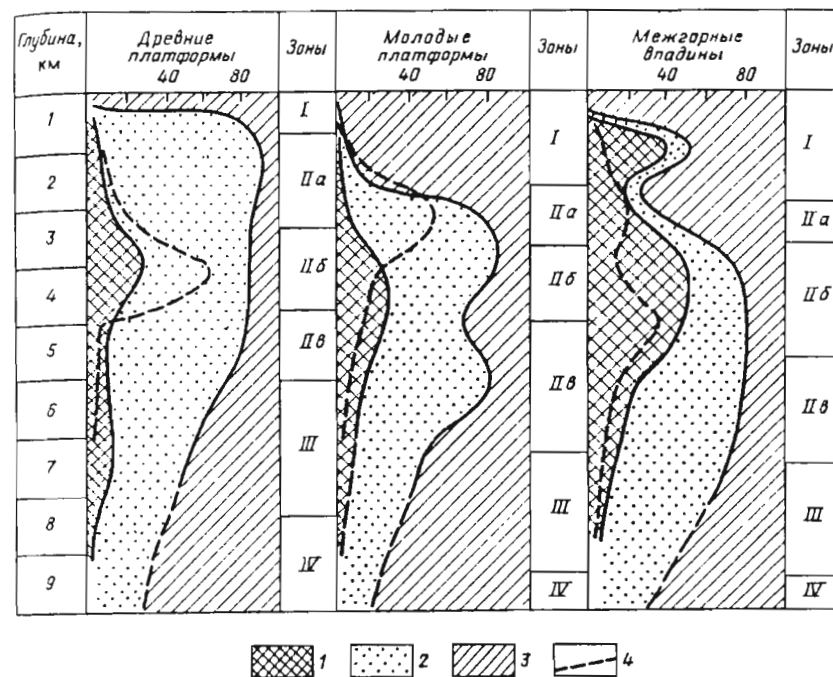


Рис. 29. Схема зон газонакопления в пределах крупных геотектонических элементов.

Содержание газов, %: 1 – этан-пропановых, 2 – этановых, 3 – метановых; 4 – кривые распределения мировых газовых ресурсов по глубинам. Наименование зон и подзон газонакопления приведено на рис. 28.

Таблица 25

Распределение содержания этана в залежах

Глубина, км	Количество залежей с содержанием этана в газе			
	< 3 %	3–6 %	> 6 %	Всего залежей
1	66	46	18	130
2	27	54	47	128
3	16	46	48	110
4	18	14	21	53
5	12	6	4	22
6	9	–	–	9
Всего учтенных залежей	148	166	138	452

Глубина, км	Количество залежей в разрезе, %		
	<3 %	3–6 %	>6 %
1	51	35	14
2	21	42	37
3	15	42	43
4	34	26	40
5	55	27	18
6	100	–	–
Всего учтенных залежей	33	37	30

выделяет вертикально-глубинный и вертикально-стратиграфический типы зональности в зависимости от типа ОВ и других факторов.

По современным теоретическим представлениям [3, 35], образование нефти локализовано в достаточно узких интервалах глубин. Генерация газа идет непрерывно на всех стадиях погружения осадков, что свидетельствует о более широком развитии природных процессов газообразования по сравнению с образованием нефти.

Вертикальная и пространственная зональности углеводородов, выражающиеся, в частности, в составе природных газов, достаточно четко фиксируются в разрезе большинства исследованных нефтегазоносных бассейнов. Например, в пределах осевых и приплатформенных зон Азово-Кубанского и Терско-Каспийского прогибов на Северном Кавказе диапазон вертикальной зональности максимальный. Здесь преимущественно газовые залежи развиты на глубинах до 1–1,5 км, нефтяные и нефтегазовые – в интервале 1,5–3,5 км, газовые и газоконденсатные залежи – в более глубоких горизонтах. В Терско-Сунженской зоне в отложениях от миоцена до юры в интервале глубин более 5 км распространены в основном нефтяные залежи, обнаруживающие, однако, тенденцию к метанизации с глубиной.

Элементы вертикальной зональности прослеживаются в разрезе Лено-Вилкойской нефтегазоносной провинции, где на глубинах до 1700 м встречены преимущественно метановые газы, в интервале 1800–2100 м – газовые залежи с содержанием конденсата до 30 г/м<sup>3</sup>, а ниже по разрезу триаса и перми – газовые и газоконденсатные залежи с содержанием конденсата до 100–120 г/м<sup>3</sup>.

На западном борту Южно-Каспийского бассейна, относящегося к типу межгорных, верхняя газовая (метановая) зона отсутствует из-за неблагоприятных условий сохранности газообразных флюидов, но по разрезу продуктивной толщи среднего плиоцена установлено закономерное уменьшение плотности нефти и переход зоны преимущественно нефтяных залежей (до 2–2,5 км) в зону совместного распространения нефтяных, нефтегазовых и газовых залежей, которая ниже уровня 3–5 км сменяется зоной газовых и газоконденсатных залежей.

Таким образом, изменения в составе углеводородной части природных газов имеют закономерный генетический характер, при этом, как отмечает В.А. Соколов [33], наиболее высокие концентрации углеводородов свойственны структурам глубокого прогибания земной коры, являющимся главной зоной газообразования.

Рассмотрим распределение зоны метановых газов и главной зоны этансодержащих газов в нефтегазоносных бассейнах различного строения и тектонической приуроченности. Следует выделить бассейны, в которых совершилось глубинное газообразование, и бассейны, которые не погружались ниже 5–6 км и не прошли главную зону газообразования. В первом случае наблюдается практически полное развитие всех выделенных зон, во втором – лишь развитие отдельных зон. В связи с этим можно выделить восемь групп НГБ или нефтегазоносных территорий с различным развитием зон газонакопления (табл. 26).

Первая группа НГБ с преимущественным развитием всех зон газонакопления характерна для бассейнов, в которых совершилось глубинное газообразование. К ним относятся НГБ с глубиной залегания фундамента до 10 км и более. Газы верхней зоны могут быть биогенного происхождения и низких стадий катагенеза. На древних платформах развитие

Таблица 26

Распределение типов углеводородных газов в пределах различных нефтегазоносных территорий

НГБ, НГО	Глубины, км					Группы зон газонакопления
	1	1–2	2–3	3–4	4	
Тимано-Печорская	МЭ	МЭ	ЭПМ	ПЭ	ПЭМ	I
Западно-Сибирская	М	МЭ	ПЭМ	ПЭ	ПЭ	I
Мексиканский	М	Э	МЭП	ЭПМ	ЭПМ	I
Гилсленд	М	ЭП	Э	П	Э	I
Западно-Предкавказская	М	ЭМ	ЭП	ПЭ	ЭМ	I
Трансильванский	М	М	М	–	–	II
Северо-Прикарпатский	М	М	–	–	–	II
Адриатический	–	МЭ	МЭ	–	–	III
Сицилийский	–	М	МЭ	–	–	III
Васюганская	–	Э	Э	ЭП	–	III
Аквитанский	–	Э	Э	Э	Э	IV
Южно-Каспийский	МЭ	МЭ	ЭМ	ЭМ	ЭМ	IV
Днепро-Донецкий	ЭМ	Э	ЭП	ПЭ	ПЭМ	V
Сахаро-Ливийский	ЭП	ЭП	П	П	ЭП	V
Прикаспийская	–	–	Э	Э	ПЭ	V
Западно-Канадский	ЭМП	ЭП	ПЭ	Э	Э	V
Мичиганский	ЭП	П	Э	–	–	VI
Боуэн-Сурат	МЭП	ЭП	П	–	–	VI
Западный Внутренний	Э	Э	П	Э	М	VII
Ферганский	П	ЭМП	ЭПМ	МПЭ	ПЭМ	VII
Амударьинский	ЭМ	ЭМ	ЭМ	М	М	VIII

газов этой зоны незначительно. Газы главной зоны этансодержащих газов образованы сапропелевым и смешанным типом ОВ средних стадий катагенеза, газы нижней метановой зоны – продукты высоких стадий катагенеза ОВ и деструкции жидких УВ. Примерами бассейнов могут быть Тимано-Печорский, Западно-Сибирский, Северо-Европейский, Мексиканский, Гипсленд и др. Возраст продуктивных толщ кайнозойский, мезозойский, палеозойский. Содержание гомологов метана до 30 % и более.

Вторая группа НГБ характеризуется преимущественным развитием верхней метановой зоны газонакопления. К этому типу относятся НГБ небольших наложенных межгорных впадин альпийских складчатых областей. Газы кайнозойских отложений биогенного происхождения или начальной стадии катагенеза гумусово-сапропелевого и сапропелевого ОВ. Изотопный состав углерода метана колеблется от  $-5,0$  до  $-7,5$  %. Примерами НГБ могут быть Трансильванский, Северо-Предкарпатский, Канто и др. Содержание гомологов метана не превышает 3 %.

К третьей группе относятся преимущественно газоносные бассейны и регионы, в которых развиты в основном верхняя метановая и верхняя этановая зоны газонакопления. В эту группу входят Адриатический, Балканский, Паннонский, Сицилийский и др. НГБ, характеризующиеся развитием продуктивных отложений в кайнозое и мезозое общей мощностью до 10 км, гумусовым ОВ, низкими стадиями катагенеза. Адриатический НГБ представляет собой межгорную впадину, имеет сложную геологическую историю в связи с особенностями тектонического расположения в области Средиземноморья, сложен кайнозойскими и мезозойскими терригенными отложениями мощностью более 10 км и характеризуется высокой скоростью седиментации. В пределах бассейна газоносны отложения плейстоцена, плиоцена, миоцена, мела, юры и триаса. По материалам Л. Маттавелли, М. Шелла и других [47], на месторождениях долины р. По, входящих в этот бассейн, установлено три генетических типа природных газов: 1) биогенные газы с изотопным составом углерода метана от  $-7,5$  до  $-6,0$  % и суммой гомологов метана до 0,2 % в разрезе от плиоцена до плейстоцена; 2) смешанные газы с изотопным составом углерода метана от  $-6,0$  до  $-5,0$  % и суммой гомологов от 0,2 до 5,0 % в коллекторах верхнеплиоценового возраста; 3) термокаталитические газы с изотопным составом углерода метана от  $-5,0$  до  $-3,0$  % и суммой гомологов метана от 3 до 10 % (верхняя этановая зона) в отложениях среднего миоцена и мезозоя. В количественном отношении первый тип составляет 80 % запасов газа, второй и третий – по 10 %.

Развитые в пределах третьей группы нефтяные и газоконденсатные месторождения характеризуются растворенным и свободным газом этанового состава. В эту группу можно отнести месторождения Васюганской НГО (Мыльджинское, Лугинецкое, Северо-Васюганское и др.).

К четвертой группе относятся нефтегазонаосные бассейны с преимущественным развитием верхней зоны этановых газов в мезозойских и

кайнозойских отложениях. Территории развития таких газов характеризуются преобладающим газонакоплением, гумусовым и смешанным типом ОВ продуктивных отложений. В эту группу входят месторождения Ачакского газоносного района, Аквитанского НГБ, бассейна Перт, где продуктивны мезозойские отложения, а также Южно-Каспийская межгорная впадина. В Южно-Каспийской впадине в верхней части разреза до 3 км развиты нефтяные и нефтегазовые месторождения, растворенный газ которых содержит гомологов метана до 10 %. Ниже, в зоне развития АВПД, вскрыты газовые и газоконденсатные месторождения, относящиеся по составу углеводородной фракции к этановому типу газов.

Пятая группа характеризует территории и бассейны с преимущественным развитием главной зоны этансодержащих газов. Нефтегазонаосные бассейны этой группы приурочены к авлакогенам древних платформ, а также к бассейнам, расположенным в пределах древних платформ, но активно развивались не только в палеозое, но и в мезозойско-кайнозойское время. Общая мощность отложений достигает 15 км. Для продуктивных отложений характерны высокие стадии катагенеза, повышенное содержание конденсата в газе. Сохранность газовых залежей контролируется в большинстве случаев солончатой покрывкой. Примерами бассейнов могут быть Днепровско-Донецкая впадина, Сахаро-Ливийский НГБ, Западно-Канадский НГБ, Прикаспийская синеклиза, Вилюйская синеклиза и др.

К шестой группе относятся территории и бассейны с преимущественным развитием этан-пропановых и пропан-бутановых газов. В эту группу входят альпийские краевые прогибы и межгорные впадины, характеризующиеся преимущественной нефтеносностью, что объясняется многими исследователями слабым катагенезом пород до больших глубин и пониженным интервалом (до 5–6 км) главной зоны нефтеобразования. Это межгорные впадины Калифорнии, Маракаибский НГБ. Эта же группа включает палеозойские впадины с глубиной залегания фундамента до 4–5 км, для которых характерно завершение генерации и аккумуляции УВ сапропелевого ОВ к концу палеозоя (НГБ Балтийский, Иллинойский и Мичиганский). Известны также и НГБ с аналогичным развитием в мезозойское или мезозойско-кайнозойское время: Англо-Парижский, Рейнский, Сержипе и др.

Седьмая группа характеризует территории и бассейны с преимущественным развитием этан-пропановой, нижней этановой и нижней метановой зон газонакопления. В эту группу входят НГБ краевых прогибов, связанных с герцинидами и мезозоидами, в которых уже с небольших глубин (1–2 км) отмечены высокие стадии катагенеза, превышающие МК<sub>3</sub>-МК<sub>4</sub>. При таких условиях могут существовать преимущественно газовые, газоконденсатные и нефтегазоконденсатные залежи, газ которых образован на конечных стадиях катагенеза сапропелево-гумусового ОВ. Примеры – Предуральский и Пермский НГБ. В эту же группу вхо-

дят зоны газонакопления Ферганской и Афгано-Таджикской впадин, в которых нефтяные залежи концентрируются в морских палеогеновых отложениях (этан-пропановый тип газа), а газовые залежи – в мезозойских континентальных породах (этановый и метановый типы газов).

К восьмой группе относятся территории и бассейны с преимущественным развитием нижней метановой зоны газонакопления. Сюда входят крупные области прогибания молодых и древних платформ с глубиной залегания фундамента до 10 км. Основные материнские породы содержат гумусовое и гумусово-сапропелевое ОВ высоких стадий катагенеза. Примерами могут быть Мары-Серахская зоны поднятий Амударьинского НГБ, впадина Вал-Верде.

Таким образом, в бассейнах с неглубоким прогибанием развиты верхняя диагенетическая и протогенетическая фазы газообразования, в бассейнах, прошедших главную фазу нефтеобразования и претерпевших последующее погружение, развита главная глубинная фаза газообразования. Критерием этих фаз может быть не только состав газа, но и изотопный состав углерода метана.

Влияние исходного типа органического вещества на формирование состава газа может быть рассмотрено на примере Туранской плиты, где терригенные отложения ниже-, средней юры и нижнего мела характеризуются преимущественно гумусовым типом ОВ, а карбонатные породы верхней юры – преимущественно сапропелевым типом ОВ, хотя и в том и в другом случаях отмечаются смешанные типы газов. Как видно из табл. 27, при гумусовом типе ОВ отмечается развитие верхней и нижней метановых зон и в сравнительно небольшом интервале разреза главной зоны этансодержащих газов. Разведанные запасы метановых газов составляют 61,3 %, этановых и этан-пропановых – 38,7 %.

Т а б л и ц а 27

Структура запасов газа Туранской плиты в зависимости от состава органического вещества

Глубина, км	Запасы газа, %					
	ЭП	Э	М	ЭП	Э	М
	Гумусовое ОВ			Сапропелевое ОВ		
0–1	–	61,4	38,6	–	97,6	2,4
1–2	1,3	93,3	5,4	29,3	68,6	2,1
2–3	2,0	24,5	73,5	4,2	62,1	33,7
3–4	0,8	2,9	96,3	12,3	87,7	–
4–5	4,1	–	95,9	12,0	–	88,0
0–5	1,3	37,4	61,3	–	–	–
5–6	–	–	–	–	–	100,0
0–6	–	–	–	7,0	62,2	30,8

Зоны газонакопления, связанные с преимущественно сапропелевым типом ОВ, характеризуются запасами газов, %: метановых – 30,8, этановых – 62,2, этан-пропановых – 7 %. В вертикальном разрезе верхняя метановая зона практически отсутствует, в интервале от 0,5 до 4 км выделяется главная зона этансодержащих газов и ниже 4 км – нижняя метановая зона. Следует отметить, что в интервале 4–6 км зоны газонакопления как гумусового, так и сапропелевого типа ОВ представлены нижней метановой зоной с низким содержанием гомологов метана.

Прогнозирование зон распространения газов сложного состава или качества газового сырья имеет важное народнохозяйственное значение, так как позволяет проводить направленные поиски газов определенного химического состава, планировать прирост запасов этан- и сероводородсодержащего газа, проводить количественную оценку прогнозных запасов отдельных компонентов природных газов. Прогноз качества газового сырья подразделяется на региональный и локальный. Региональный охватывает закономерности распределения газов сложного состава и отдельных компонентов в пределах крупных геотектонических элементов. Природные газы древних и молодых платформ и межгорных впадин характеризуются своим специфическим составом углеводородных и неуглеводородных компонентов как по разрезу, так и по площади распространения нефтегазоносных комплексов. Локальный прогноз базируется на закономерностях распределения газов сложного состава в пределах отдельных зон нефтегазонакопления, изменения содержания отдельных компонентов природных газов в процессе миграции и в зависимости от глубины залегания продуктивного комплекса.

В пределах древних платформ свободные газы характеризуются наиболее высокими концентрациями гомологов метана, азота, гелия, сероводорода, пониженным содержанием метана. В пределах впадин и прогибов древних платформ отмечается снижение содержания гелия и азота в газе и рост содержания метана. Азотные газы с повышенным содержанием гелия и тяжелых углеводородов приурочены в основном к пермским и каменноугольным отложениям и располагаются на небольших глубинах сводовых поднятий допалеозойского фундамента. Такие газы характерны для Волго-Уральской антеклизы Русской платформы, южного склона свода Центрального Кавказа, мегавала Центрального Бассейна Северо-Американской платформы и т.д. Содержание азота достигает 80–90 % и более. В Мичиганском и Иллинойском бассейнах аналогичные газы содержат до 3 % азота. Для глубокопогруженных зон древних платформ (НГБ Анадарко, Вал-Верде, Делавер и др.) характерным является состав газов с высоким содержанием метана и в ряде случаев диоксида углерода, низким содержанием гомологов метана, азота и гелия. Сероводородсодержащие газы древних платформ связаны в основном с карбонатными отложениями перми, карбона и девона, характеризуются увеличением концентраций с ростом глубины и пластовой температуры.

Свободные газы молодых платформ характеризуются широким развитием метановых газов до глубин 1,5–2 км, а на Туранской плите – до 3–3,6 км, увеличением содержания гомологов метана и конденсата в интервале 1500–6200 м и более низкими содержаниями азота и гелия. При этом повышенные содержания азота и гелия, так же как и для древних платформ, характерны для верхней части разреза. Так, на территории Галф-Коста, в пределах сводовых поднятий Сабин и Монро содержание азота достигает 10 %, гелия 0,09 %, а в прибортовой зоне в пермских отложениях концентрации азота достигают 62 %. На территории Скифской плиты наибольшие концентрации азота – до 9–12 % и гелия до 0,07–0,10 % характерны для свободных газов палеогена и мела вала Карпинского, на территории Туранской плиты азотно-гелиевые газы развиты в пределах Каракумского свода.

Межгорные впадины характеризуются наиболее разнообразным составом газа, который зависит от характера межгорных впадин, возраста складчатого фундамента, мощности осадочного чехла, сильной его нарушенности. В межгорных впадинах глубокого прогибания и мощного мезозойско-кайнозойского осадконакопления концентрации УВ дифференцируются по разрезу, содержания азота и гелия имеют низкие значения и уменьшаются с глубиной. Этансодержащие газы развиты на глубинах 2000–6400 м, содержание конденсата в них увеличивается с глубиной. Однако по сравнению с платформенным типом составов газов, для межгорных впадин характерно преобладание в разрезе метановых и этановых газов и слабое развитие пропан-бутановых газов, которые приурочены в основном к газам газовых шапок альпийских межгорных впадин (НГБ Лос-Анджелес, Вентура, Санта Мария и др.).

Для общего прогнозирования распространения зон этансодержащих газов представляет интерес взаимосвязь содержания этана в газе и коэффициента жирности газов  $K_{ж} = (100 C_2 + \text{высш.}) / C_1$ , позволяющая по картам коэффициента жирности газов определять содержание этана в газе. Метановые газы практически во всех регионах характеризуются значением  $K_{ж}$  до 5, этановые – 5–15, этан-пропановые – более 10 и пропан-бутановые – более 15. Изучение распределения  $K_{ж}$  в пределах Тимано-Печорского региона показало, что газы с  $K_{ж}$  до 5 распространены на территории западного склона Тимана, Денисовской и Косью-Роговской впадин, Шапкино-Юрьянского вала, с коэффициентом 5–10 – в южных частях Ижма-Печорской впадины и Предуральского прогиба и более 10 – в Предуральском прогибе и Хорейверской впадине. Распространение метановых и этансодержащих газов аналогичное, что позволяет при совмещении карт распространения этана и жирности газов более обоснованно выделять зоны развития этансодержащих газов и определять пути миграции углеводородных систем.

Соотношения между зонами нефтегазообразования и нефтегазонакопления изучались многими исследователями. В частности, Б.А. Соколов [32] отмечает, что зоны нефтегазонакопления могут располагаться

или в контуре очага нефтегазообразования (совмещенные), или в непосредственной близости от него (периферийные), или далеко за его пределами (разобщенные). В первом случае питание будет всесторонним за счет локальной миграции, а в последующих – только односторонним за счет ближайшей и дальней латеральной миграции. Чем дальше зона нефтегазонакопления от очага нефтегазообразования, тем слабее поток УВ и меньше вероятность заполнения ловушек в ее пределах. Локальный прогноз качества газового сырья позволяет определять изменение состава газов в пределах отдельных литолого-стратиграфических комплексов, с которыми связаны процессы генерации газа или нефти.

#### 4.2. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИЗОТОПНОГО СОСТАВА УГЛЕРОДА ПРИРОДНОГО ГАЗА ПРИ ПРОГНОЗИРОВАНИИ ЗОН РАСПРОСТРАНЕНИЯ ГАЗОВ С ПОВЫШЕННЫМ СОДЕРЖАНИЕМ ГОМОЛЛОВ МЕТАНА

Изучение изотопного состава углерода органического вещества, нефти и природного газа проводится в широком объеме в СССР и за рубежом. Изотопные методы позволяют решать вопросы генезиса нефтей и газов, определять пути миграции, могут быть использованы при решении целого ряда задач нефтегазовой геологии, в частности при прогнозировании зон распространения газов с повышенным содержанием гомологов метана.

Не рассматривая подробно теоретические вопросы изотопной геохимии и распределения изотопов углерода в процессе образования углеводородов, что не является целью настоящей работы, остановимся лишь на рассмотрении интерпретации материалов по изотопному составу углерода метана как источника информации об условиях газогенерации и формирования залежей природного газа, а следовательно, и составов природного газа.

Изотопные исследования широко привлекаются к изучению процессов газогенерации. Наиболее полно генетическую схему формирования изотопного состава углерода метана, генерируемого на различных стадиях преобразования ОВ, предложил Э.М. Галимов [8]. Основными предпосылками построения этой схемы явились представление об изотопической неоднородности исходных органических соединений и обоснование решающей роли определенного механизма разделения изотопов углерода в конкретных термодинамических условиях.

В работе В.С. Штала [50] приведены кривые зависимости изотопного состава углерода метана от углеводородного состава природного газа. Углеводородный и изотопный составы углерода метана изменяются в зависимости от величины катагенетической преобразованности материнских пород. На ранних стадиях преобразований сапропелевого ОВ образуются газы с высоким содержанием метана и его изотопным составом

вом от  $-6,0$  до  $-9,0$  ‰. С увеличением степени катагенеза исходного ОВ увеличивается доля высших углеводородов в газах и возможно образование нефти ( $\delta^{13}\text{C}$  от  $-5,5$  до  $-6,0$  ‰). При значительном поступлении тепловой энергии возникают процессы крекинга, в результате чего доля тяжелых углеводородов уменьшается, пока не начнет образовываться преимущественно метан ( $\delta^{13}\text{C}$  от  $-4,3$  до  $-4,7$  ‰).

Для гумусового ОВ изменение изотопного состава углерода метана в зависимости от катагенеза носит иной характер по сравнению с сапропелевым веществом, хотя для низких значений отражательной способности витринита можно ожидать совмещения кривой для континентальной среды образования с кривой для морской среды образования.

Ф.А. Алексеев и другие [20] выделяют верхнюю зону биохимического метанообразования ( $\delta^{13}\text{C}$  от  $-5,8$  до  $-9,5$  ‰) на глубинах до  $1,5-1,8$  км, зону биокаталитического нефтегазообразования ( $\delta^{13}\text{C}$  от  $-2,5$  до  $-5,8$  ‰) на глубинах более  $1,8$  км и, наконец, зону метаморфического газообразования и графитообразования на значительных глубинах. В зоне биокаталитического нефтегазообразования по изотопному составу метана авторами выделяются существенно нефтеносные ( $\delta^{13}\text{C}$  от  $-3,5$  до  $-5,8$  ‰) и преимущественно газоносные ( $\delta^{13}\text{C}$  от  $-2,5$  до  $-4,0$  ‰) бассейны.

А.Т. Джеймс [46] расчетом распределения изотопов углерода для метана, этана, пропана, *n*-бутана, *n*-пентана, суммы  $\text{C}_{15}-\text{C}_{30}$  при их образовании из исходного ОВ, показал, что существует четкая зависимость между естественным разделением изотопов углерода в природном газе, изотопным составом исходного ОВ и уровнем его зрелости. Такой подход позволяет определить, образовался ли газ до, во время или после генерации нефти, а также проследить его взаимосвязь с термодеструкцией нефти. Кроме того, он может быть использован для корреляции пластовых газов с их возможными источниками в пределах района работ в случаях значительной вертикальной или латеральной миграции. Уровень катагенеза или зрелости ОВ определяется либо по индексу термической превращаемости ТАИ, либо по отражательной способности витринита, либо по временно-температурному показателю Н.В. Лопатина. Значения уровня зрелости ОВ (ЛОМ) до 12, по данным А.Т. Джеймса, свидетельствуют о зоне нефтегазогенерации, 12–13 – о зоне генерации конденсатных газов и больше 13 – о зоне генерации высокотемпературного метана.

Изложенные положения проиллюстрированы на трех примерах: сингенетичный газ пенсильванской залежи месторождения Гоаноза в бассейне Делавер ( $\delta^{13}\text{C}_1 = -4,49$  ‰), газ миграционного происхождения (несингенетичный) месторождения Марлин в бассейне Гиппленд ( $\delta^{13}\text{C}_1 = -3,48$  ‰) из третичных отложений и газ смешанного происхождения месторождений Юго-Восточной Альберты из меловых отложений ( $\delta^{13}\text{C}_1$  от  $-5,06$  до  $-5,79$  ‰).

М. Шелл разработал генетическую классификацию природных газов, основанную на использовании четырех показателей: суммы гомологов

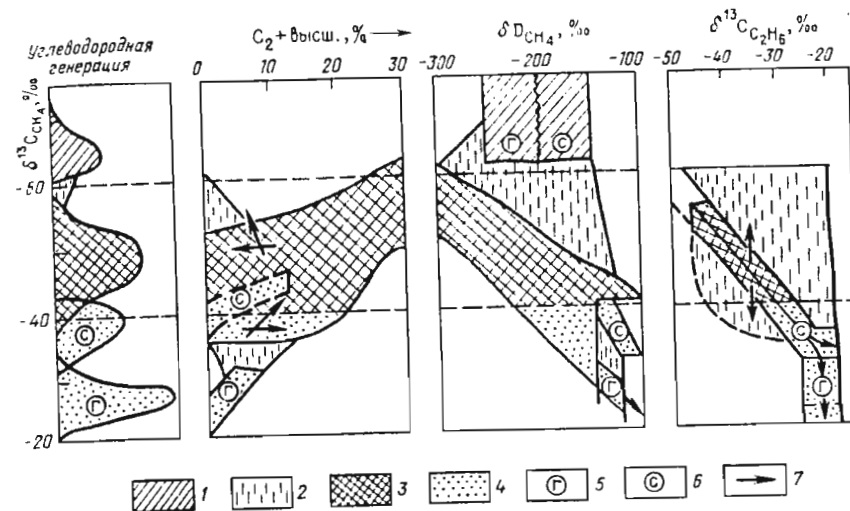


Рис. 30. Генетическая характеристика изотопного состава природных газов (по М. Шелло).

Газы: 1 – биогенные, 2 – смешанные. 3 – термогенные, связанные с нефтью и попутным газом, 4 – термогенные газоконденсатные, 5 – связанные с гумусовым ОВ, 6 – связанные с сапропелевым ОВ; 7 – направление миграции газов

метана, изотопного состава углерода метана, изотопного состава водорода метана, изотопного состава углерода этана (рис. 30). По изотопному составу углерода метана М. Шелл выделяет с  $\delta^{13}\text{C}$ , ‰: биогенные газы  $-7,5 \div -6,0$ , смешанные газы  $-6,0 \div -5,2$ , термогенные газы, связанные с нефтью,  $-5,2 \div -4,0$ , термогенные газы, связанные с конденсатом,  $-4,0 \div -3,4$ , а также термогенные газы из сапропелевого ОВ  $-3,4 \div -3,0$  и гумусового ОВ  $-2,0 \div -3,0$ . Биогенные газы характеризуются содержанием  $\text{C}_2+$ высш. не более  $0,2$  ‰, смешанные газы – до  $6$  ‰, попутные газы – до  $50$  ‰, конденсатные газы –  $12-24$  ‰, газы из сапропелевого ОВ содержат тяжелые гомологи в количестве до  $12$  ‰, из гумусового ОВ – до  $10$  ‰.

Ряд исследователей уделял большое внимание вопросам фракционирования изотопного состава газов при миграции УВ с целью использования изотопных данных для определения источников генерации. Отмечалось, что диффузия, фильтрация, процессы сорбции и десорбции изменяют состав углеводородных газов во время миграции природных газов из материнских пород. Изотопный состав углерода метана, однако, по мнению большинства исследователей, при этом меняется незначительно. В.С. Шталь и другие авторы отмечают, что фракционирование изотопов углерода, связанное с миграцией, обычно менее  $0,1$  ‰ и редко достигает  $0,8$  ‰.

Опубликованные данные по нефтегазоносным районам СССР также подтверждают незначительное изменение изотопного состава углерода метана на путях миграции УВ. По данным Э.Н. Несмеловой, И.Л. Каменского, В.А. Лобкова и других, в пределах Ейско-Березанской зоны газонакопления Западного Предкавказья изотопный состав углерода метана меняется незначительно (примерно на 0,32%), хотя путь миграции составляет 240 км. По данным Э.М. Галимова, Е.Я. Гаврилова, Г.И. Теплинского и других, при миграции газа из Мургабской впадины на Бухарскую ступень изотопный состав углерода метана меняется на 0,2–0,4%. Эти данные показывают, что при латеральной струйной миграции газа даже на значительные расстояния изотопный состав углерода метана термозаталитических газов сохраняет генетическую информацию. Кроме того, определение изотопного состава углерода метана из образцов поверхностных отложений может быть использовано для решения вопросов происхождения метана, типа и зрелости его материнской породы. Располагая подобной информацией, можно прогнозировать способность материнской породы к генерированию нефти, конденсата или газа даже в тех случаях, когда адсорбированный в осадочной породе метан мигрировал на значительное расстояние.

Рассмотрим возможности прогнозирования распределения газов верхней метановой зоны, главной зоны этансодержащих газов и нижней метановой зоны в разрезе нефтегазоносных бассейнов и территорий по изотопному составу углерода метана и содержанию тяжелых УВ в газе. Были использованы материалы по изотопному составу углерода метана и составам газов, опубликованные в советской и зарубежной печати, и материалы определений изотопного состава углерода метана во ВНИИГАЗе.

Проведенный анализ взаимосвязи изотопного состава углерода метана и содержания гомологов метана, выполненный по экспериментальным данным, показал, что газы верхней метановой зоны характеризуются ИСУ метана от –6,0 до –9,0% (рис. 31). Газы главной зоны этансодержащих газов имеют ИСУ метана от –3,0 до –6,0% и нижней метановой зоны – от –2,5 до –3,8%. При этом газы верхней этановой подзоны характеризуются  $\delta^{13}C_1$  от –4,5 до –6,0%, этан-пропановой подзоны – от –3,3 до –4,5% и нижней этановой зоны – от –3,0 до –3,5%. В целом намечается тенденция увеличения содержания гомологов метана в газе с изотопным утяжелением углерода метана.

Сложная зависимость отмечается при анализе взаимосвязи ИСУ метана от глубины залегания (см. рис. 31). Метановые газы биогенного происхождения развиты в основном на глубинах до 2000 м, но иногда встречаются на глубинах до 4 км. Например, газы бассейна р. По. Этановые и этан-пропановые газы с ИСУ метана от –3,0 до –6,0% занимают в основном интервал 1–4 км. Метановые газы нижней катагенетической зоны ( $\delta^{13}C_1$  от –3,0 до –3,8%) встречены в интервале 3–4 км в Мургабской впадине и 4,5–6,0 км в бассейнах Делавер и Вал-Верде. Га-

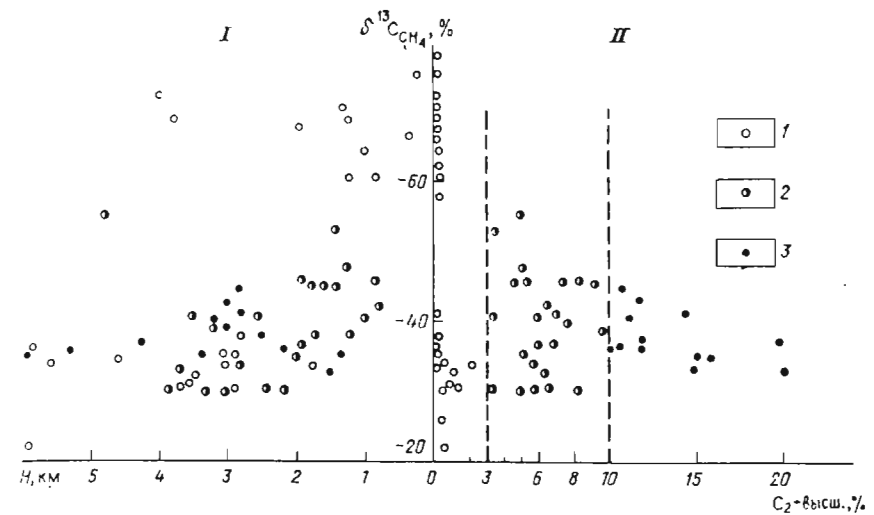


Рис. 31. Зависимость изотопного состава углерода метана от глубины залегания (I) и содержания гомологов метана в газе (II).

Газы: 1 – метановые, 2 – этановые, 3 – этан-пропановые

зы, характеризующиеся ИСУ метана на границе отдельных зон и подзон газонакопления, могут быть смешанными, т.е. происходить из различных источников и смешиваться во время миграции и формирования залежей.

Таким образом, газы с повышенным содержанием гомологов метана характеризуются  $\delta^{13}C$  от –3,0 до –6,0%. Обнаружение в пределах группы месторождений сходного состава газа и одинаковых значений ИСУ метана может свидетельствовать о близких условиях генерации газа. Так, нижнемеловые залежи месторождений Ейско-Березанского вала характеризуются, по данным ВНИИГаза, значениями  $\delta^{13}C_1$  от –4,23 до –4,64% и суммой гомологов 7,9–9,6%, что свидетельствует о сходных условиях формирования залежей и их приуроченности к верхней этановой подзоне. Юрские и нижнемеловые залежи прилегающих месторождений Восточно-Кубанской впадины характеризуются суммой гомологов 11–10% и ИСУ метана от –3,36 до –3,48% и относятся к этан-пропановой подзоне. Глубокопогруженные мезозойские отложения Предкавказья на глубинах 5–5,7 км характеризуются ИСУ метана –3,37% и относятся к нижней этановой подзоне.

Четкое выделение верхней метановой и главной зоны этансодержащих газов отмечается также на месторождениях Западной Сибири, Средней Азии, Северного Устьюрта и др.

Для повышения надежности интерпретации изотопных анализов свободных газов в целях определения зон генерации и прогнозирования

поисков газов различного состава следует дополнительно привлекать данные по изотопным составам углерода гомологов метана, водорода природных газов, а также водорастворенных газов, гелия и аргона.

#### 4.3. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ТИПА ЗАЛЕЖЕЙ ПО УГЛЕВОДОРОДНОМУ СОСТАВУ

Планирование развития газохимического производства на базе переработки углеводородного сырья основывается не только на высоких содержаниях этана в газе и сумме тяжелых углеводородов, но и на соотношении углеводородных компонентов, особенно этана, пропана и бутанов. Вместе с тем изучение соотношения гомологов метана позволяет решать и чисто практические задачи геолого-разведочных работ на нефть и газ, в частности определять фазовое состояние залежей углеводородов, а в более широком применении -- районировать нефтегазоносные территории на газоносные и нефтеносные, проводить направленные поиски газовых и газоконденсатных месторождений.

Многие исследователи используют соотношение нормального и изобутанов и пентанов для определения степени катагенетической преобразованности УВ, фазового состояния флюидов, влияния возраста и литологии вмещающих отложений на состав газов и т.д. Так, при изучении газов Волго-Уральской области и Северного Кавказа было установлено [34], что с увеличением возраста вмещающих отложений в газе уменьшается относительное содержание изомеров бутана и пентана, вследствие чего повышается значение отношений нормальных бутанов и пентанов к их изомерам. Аналогичную закономерность установил Ф.Г. Дадашев (1970 г.) для газов Азербайджана. Т.А. Ботнева, Р.Г. Панкина, В.А. Соколов (1966 г.) на примере нефтяных месторождений Оренбургской и Куйбышевской областей отмечают, что величина отношения нормального бутана к изобутану зависит от литофациальных условий: она выше в газах, содержащихся в морских карбонатных породах (1,62–11,3) и ниже в континентально-лагунных сульфатно-карбонатных (1,37), особенно в континентальных красноцветных песчано-глинистых отложениях (0,66).

Следует отметить, что изменение термобарических условий в процессе литогенеза пород способствует накоплению в газах и нефтях наиболее устойчивых углеводородов, в связи с чем при увеличении пластовых давлений и температур соотношение нормальных и изоуглеводородов сдвигается в сторону возрастания первых. Рядом исследователей отмечается тенденция уменьшения отношения этана к пропану с увеличением содержания пентана и более высоких гомологов в составе газа. Объясняется это тем, что диффузионная проницаемость этана выше, чем пропана, и благодаря рассеянию его содержание в пластовом газе уменьшается. Диффузия газовых УВ приводит к накоплению в залежи пента-

нов и более высоких гомологов. Этому процессу наиболее подвержены залежи, расположенные под покрывками, характеризующимися максимальной диффузионной проницаемостью, т.е. большими размерами пор.

Ряд исследователей фазовое состояние углеводородов в залежи определяют по отношению изомерного бутана к нормальному. По мнению В.П. Савченко, соотношение меньше 0,8 свидетельствует о наличии под газовой или газоконденсатной залежью промышленного скопления нефти, а соотношение больше 0,8 -- об отсутствии. Я.Д. Саввина отмечает, что газы газоконденсатных залежей, характеризующиеся величинами  $i = C_5/n = C_5$  и  $i = C_6/n = C_6$  менее 1, как правило, связаны с нефтяными оторочками или являются шапками под нефтяной залежью, газоконденсатные залежи с указанным соотношением более 1 практически не связаны с нефтяными залежами. По данным В.В. Кушнирова, в условиях Бухаро-Хивинского региона наиболее информативным показателем наличия нефтяных оторочек является соотношение изомеров  $i = C_4/n = C_4 < 0,75$  и  $i = C_5/n = C_5 < 1,5$  в составе пластового или устьевоего газа.

На рис. 32 показано соотношение изомеров бутана в газах залежей различного типа, приуроченных к отложениям палеозоя, мезозоя и кайнозоя. Как видно из рисунка, нефтяные, газонефтяные и нефтегазоконденсатные залежи характеризуются в основном соотношением изобутана к нормальному менее 0,8, что подтверждает высказанную ранее точку зрения исследователей.

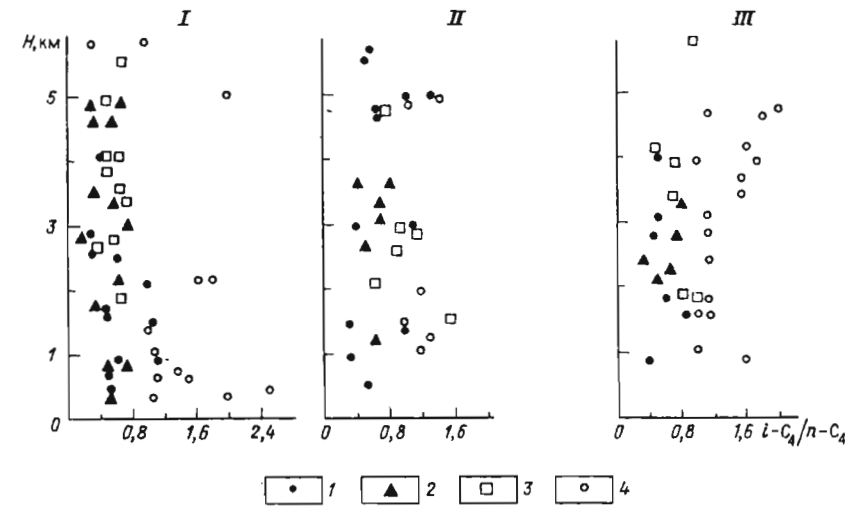


Рис. 32. Соотношение изомеров бутана в газах залежей различных типов.

Отложения: I -- палеозойские, II -- мезозойские, III -- кайнозойские; газы залежей: 1 -- нефтяных, 2 -- газонефтяных и нефтегазоконденсатных, 3 -- газоконденсатных, 4 -- газовых



Таблица 28

Соотношение компонентов (гомологов метана) в составе газа залежей различного типа

Тип залежи	Сумма гомологов C <sub>2</sub> + высш., %	C <sub>2</sub> /C <sub>3</sub>	K <sub>3</sub>	K <sub>ж</sub>
Газовая	0,1–5	4–160	300–10 500	0,1–5
Газоконденсатная	5–15	2,2–6,0	170–400	5–15
Нефтегазоконденсатная	10–30	1,0–3,0	50–200	10–40
Нефтяная	20–70	0,5–1,3	20–80	30–600

Продолжение табл. 28

Тип залежи	Доля в составе углеводородной фракции, %			Тип газа
	этана	пропана	бутанов	
Газовая	80–100	1–15	1–5	М, Э
Газоконденсатная	60–80	15–35	5–15	Э, ЭП
Нефтегазоконденсатная	40–60	20–40	10–25	ЭП, ПБ, Э
Нефтяная	10–50	30–50	15–40	ПБ, ЭП

А.С. Великовским было выявлено, что для газоконденсатных залежей с пластовыми давлениями выше 1,6 Па содержание C<sub>5</sub>+высш. более 1,75 % в составе пластового газа свидетельствует о наличии промышленной нефтяной оторочки или о взаимодействии газа и нефти, поскольку нефть является источником насыщения газа жидкими углеводородами. Меньшее содержание конденсата в газе чаще всего отмечается в газоконденсатных залежах без нефтяных оторочек или с оторочками малых размеров. Ю.П. Коротгаев, Г.С. Спеланова и С.Л. Критская [15] провели классификацию газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождений, используя статистические методы. Они пришли к заключению, что наиболее четкое деление на группы наблюдается при использовании в качестве критерия величины  $z = A + B$ , где  $A = C_2/C_3$ ,  $B = (C_1 + C_2 + C_3 + C_4)/C_5 + \text{высш.}$ . При величинах  $z > 450$  залежи относятся к газовым, при  $80 < z < 450$  – к газоконденсатным без нефтяной оторочки, при  $60 < z < 80$  – к газоконденсатным с маленькой нефтяной или газоконденсатной оторочкой, при  $15 < z < 60$  – к газоконденсатным с нефтяной оторочкой, при  $7 < z < 15$  – к нефтегазоконденсатным и при  $z < 7$  – к нефтяным. В других работах эти авторы показали, что наиболее информативными показателями для определения типа залежи являются  $(C_2 + C_3 + C_4)/C_5 + \text{высш.}$ , C<sub>5</sub>+высш., C<sub>1</sub>/C<sub>5</sub>, C<sub>2</sub>/C<sub>3</sub>. Были предложены весьма сложные расчеты для определения типа залежей.

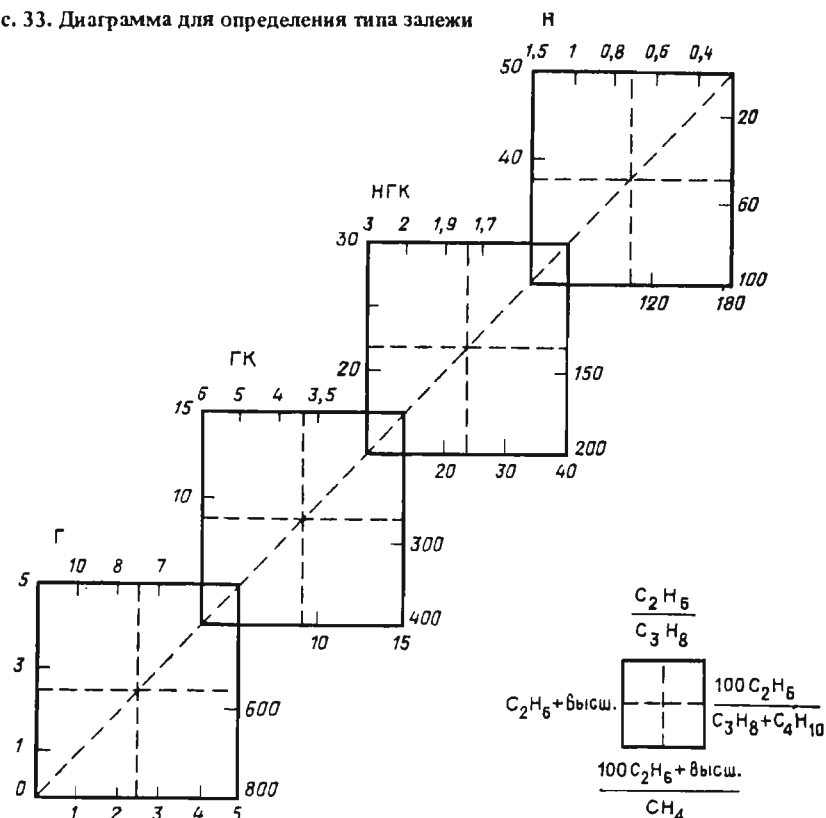
А.С. Панченко и Л.В. Кирина для прогнозирования фазового состояния скоплений УВ по составу газов и конденсатов использовали показатели для конденсата: потенциальное содержание, плотность, содержание аренов и алканов; для пластового газа: содержание C<sub>5</sub>+высш. и отношения C<sub>1</sub>/C<sub>5</sub>+высш.,  $(C_1 + C_2 + C_3 + C_4)/C_5 + \text{высш.}$ ,  $(C_2 + C_3 + C_4)/C_5 + \text{высш.}$ ,  $i = C_4/n = C_4$ . Авторы на основании указанных показателей и на примере Предкавказья выделили пять типов скоплений УВ: 1) однофазные газоконденсатные (ГК) залежи, генетически не связанные с нефтью; 2) однофазные газоконденсатные залежи, генетически связанные с нефтью; 3) газоконденсатные залежи с промышленной нефтяной оторочкой; 4) газоконденсатные залежи с непромышленной нефтяной оторочкой; 5) залежи с искаженной газоконденсатной характеристикой за счет захвата нефти. В.А. Чахмахчев и Т.Л. Виноградова прогнозируют фазовое состояние углеводородов по составу их легких фракций (C<sub>5</sub> – C<sub>8</sub>), а также бензиновых фракций нефтей и конденсатов. Однако это требует проведения трудоемких химических исследований легких жидких углеводородов. И.С. Старобинец [36] прогнозирует состав углеводородных скоплений на изучении типа и составов газоконденсатов и нефтей.

В настоящей работе автор рекомендует метод прогнозирования фазового состояния УВ и выделения типов залежей, основанный на использовании четырех показателей (табл. 28): 1) суммы тяжелых углеводородов (ТУ); 2) C<sub>2</sub>/C<sub>3</sub>; 3) 100 C<sub>2</sub>/(C<sub>3</sub> + C<sub>4</sub>); 4) 100 C<sub>2</sub>+высш./C<sub>1</sub>. Газовые залежи характеризуются суммой гомологов метана 0,1–5,0 %, соот-

ношением C<sub>2</sub>/C<sub>3</sub> от 4 до 160, коэффициентом этанизации K<sub>3</sub>=100 C<sub>2</sub>/(C<sub>3</sub> + C<sub>4</sub>) от 300 до 10000 и более, коэффициентом жирности K<sub>ж</sub>=100 C<sub>2</sub>+высш./C<sub>1</sub> от 0,1 до 5. Так, в газе залежи сеноманского возраста месторождения Медвежье сумма гомологов метана равна 0,66, C<sub>2</sub>/C<sub>3</sub>=6,9, K<sub>3</sub>=500, K<sub>ж</sub>=0,67. В газоконденсатных залежах сумма гомологов метана 5,0–15,0 %, C<sub>2</sub>/C<sub>3</sub>=2,2–6,0, K<sub>3</sub>=170–400, K<sub>ж</sub>=5–15. Например, газоконденсатная залежь альбского яруса Березанского месторождения имеет значения соответственно 7,83; 5,01; 360; 8,9. В нефтегазоконденсатных залежах и залежах газовых шапок содержание ТУ в газе 10–30 %, отношение C<sub>2</sub>/C<sub>3</sub> 1–3, K<sub>3</sub>=50–200, K<sub>ж</sub>=10–40. Например, нефтегазоконденсатная залежь пласта БУ<sub>14</sub> Уренгойского месторождения характеризуется значениями соответственно 16,91 %; 2,02; 138,7; 20,6. Нефтяные залежи по составу растворенного газа содержат гомологов метана 20–70 %, C<sub>2</sub>/C<sub>3</sub>=0,5–1,3, K<sub>3</sub>=20–80, K<sub>ж</sub>=30–600. Например, нефтяная залежь девонских отложений Западно-Тобукского месторождения характеризуется значениями соответственно 60 %; 0,78; 45,2 и 247.

Для определения типа залежи по составу пластового свободного или растворенного газа рекомендуется использовать составленный автором график прогноза фазового состояния и типа залежи, учитывающий четыре указанных выше показателя (рис. 33). График состоит из четырех больших квадратов, последовательно расположенных сверху вниз и разделенных в свою очередь еще на четыре малых квадрата. Верхний квад-

Рис. 33. Диаграмма для определения типа залежи



рат характеризует нефтяные залежи, далее вниз квадраты характеризуют нефтегазоконденсатные, газоконденсатные и газовые залежи. Каждый квадрат имеет свою шкалу показателей, причем верхний квадрат частично захватывает правый верхний угол нижерасположенного квадрата. Минимальные значения шкал верхних квадратов фиксируются на шкалах нижних квадратов. Показатели, рассчитанные по составу пластового свободного или растворенного газа, проецируются с боковой шкалы на диагональную линию, соединяющую все квадраты. Три или четыре точки, попадающие в квадрат, и характеризуют тип залежи. Размещение точек вблизи соседнего квадрата свидетельствует о возможном наличии двухфазной залежи или о переходном типе залежи. Например, расположение точек в верхнем малом квадрате большого квадрата НГК может свидетельствовать о наличии в разрезе самостоятельной нефтяной залежи. Расположение точек в верхнем малом квадрате большого квадрата ГК свидетельствует о связи газоконденсатной залежи с нефтью, о возможном наличии нефтяной оторочки, высоком содержании конденсата в газе и т.д.

Таблица 29

Показатели фазового состояния углеводородов

Район, месторождение, горизонт	Сумма гомологов $C_2 + \text{высш.}, \%$	$C_2/C_3$	$K_3$	$K_{ж}$	Тип месторождения
--------------------------------	--	-----------	-------	---------	-------------------

*Залежи с растворенными в нефти газами (средние значения по районам)*

Коми АССР	37,8	0,94	58,9	73,8	Н
Пермская область	45,2	0,73	57,6	148,7	Н
Татарская АССР	48,6	0,90	61,0	168,2	Н
Башкирская АССР	50,2	0,81	55,7	163,5	Н
Оренбургская область	60,9	0,87	57,6	245,6	Н
Куйбышевская область	54,2	1,03	68,4	171,5	Н
Саратовская область	13,7	1,21	74,5	17,1	Н, НГК
Восточная часть Украины	37,2	0,91	63,7	63,0	Н
Тюменская область	29,0	0,51	28,4	42,0	Н
Краснодарский край	21,5	0,80	46,4	28,1	Н, НГК
Казахская ССР	30,4	1,48	85,7	46,3	Н

*Залежи с газовыми шапками*

Варьеганское	27,9	0,99	70,7	40,0	Н, НГК
Лянторское, АС <sub>3</sub>	10,2	0,74	48,5	11,5	Н, ГК
Самотлорское, АВ <sub>4</sub>	8,1	0,52	26,8	9,0	Н, ГК

*Нефтегазоконденсатные залежи и газоконденсатные залежи с нефтяными оторочками*

Оренбургское	9,1	3,00	204,6	10,8	ГК
Вуктыльское	20,8	2,23	152,6	27,8	НГК
Уренгойское, БУ <sub>14</sub>	16,9	2,02	138,7	20,6	НГК
Заполярье, БТ <sub>10</sub>	14,0	1,92	137,0	16,3	НГК
Южный Жетыбай, Ю-ХII	20,3	2,26	154,1	26,6	НГК
Карачаганакское	15,4	2,04	129,6	21,0	НГК
Астраханское	8,7	2,55	155,1	17,0	ГК, НГК

*Газоконденсатные залежи*

Шатлыкское	2,1	10,70	747,8	2,2	Г
Кандымское	3,6	6,54	481,1	4,0	Г
Харасавэйское, ТП <sub>21-22</sub>	7,9	3,48	346,6	8,6	ГК
Харасавэйское, ТП <sub>1-5</sub>	3,5	20,70	258,3	3,7	Г, ГК
Бованенковское, ТП <sub>13-14</sub>	8,6	2,92	203,4	9,5	ГК
Бованенковское, ТП <sub>1,1</sub>	8,8	3,20	211,4	9,7	ГК
Пелиткинское	9,1	2,22	156,4	10,2	ГК
Ямбургское, БУ <sub>3</sub>	9,1	2,68	184,4	10,2	ГК, НГК
Уренгойское, БУ <sub>3</sub>	11,4	2,16	151,9	12,9	ГК, НГК
Березанское, К <sub>1</sub>	7,8	5,01	360,6	8,9	ГК
Братское	13,2	4,16	294,9	15,3	ГК
Майское, К <sub>1</sub>	9,0	4,90	344,2	10,2	ГК
Собинское, ВН-II	8,6	2,94	222,3	13,0	ГК, НГК

Продолжение табл. 29

Район, месторождение, горизонт	Сумма гомологов $C_2 + \text{выш.}, \%$	$C_2/C_3$	$K_3$	$K_{ж}$	Тип месторождения
<i>Газовые залежи</i>					
Саушинское, IV	0,8	6,30	370,6	0,8	Г
Губкинское, $K_1$	0,7	4,80	483,3	0,7	Г
Медвежье, $K_3$	0,7	6,90	500,0	0,7	Г
Соболюх-Неджелиинское, Ю <sub>1</sub>	2,4	10,00	666,7	2,5	Г

В табл. 29 приводятся показатели фазового состояния углеводородов ряда нефтяных, нефтегазоконденсатных, газоконденсатных и газовых залежей месторождений СССР, положенные в основу составления диаграммы.

Диаграмма прогноза типа залежей в основном по показателям  $C_2/C_3$  и  $100 C_2/C_3 + C_4$  позволяет выделить первичные и вторичные газоконденсатные залежи, что имеет большое практическое и теоретическое значение. Первичные газоконденсатные залежи, к которым, по материалам И.С. Старобинца, В.А. Ермолкина и др., относятся залежи на месторождениях Аккум, Даяхатын, Мирненское, Майкопское и др., характеризуются  $C_2/C_3$  более 3,9 (по указанным залежам 3,93–5,50) и соотношением  $100 C_2/C_3 + C_4$  более 280 (285–410). Вторичные газоконденсатные залежи были проанализированы на Оренбургском, Астраханском, Карагаганакском, Уренгойском, Самотлорском и других месторождениях. Для них характерно соотношение  $C_2/C_3$  менее 3 (3,00–0,52),  $100 C_2/C_3 + C_4$  менее 210 (205–27). Таким образом, диаграмма прогнозирования типа залежей имеет фазово-генетическую направленность.

Практическое применение графика рассмотрено на примере месторождения Южный Жетыбай в Мангьштакской нефтегазоносной области. На месторождении установлено 16 залежей, из которых 8 нефтяных, 3 газонефтяных и 5 газоконденсатных. В юрских отложениях сосредоточено 14 залежей, в отложениях нижнего триаса (оленинский ярус) – две. По составу выделяются три типа газа: нефтяной газ залежей юрской толщи, свободный газ залежей юрской толщи и свободный газ залежи "В" оленекского яруса. Исходные данные для расчетов сведены в табл. 30.

Как видно из табл. 30, нефтяной газ юрских залежей расположен в нижнем малом квадрате Н, свободный газ юрских залежей – в верхнем малом квадрате НК, что свидетельствует о генетическом сходстве нефтей и газов юрской толщи. Газ залежи "В" оленекского яруса нижнего триаса отражается двумя точками в малом нижнем квадрате НК и двумя точками в малом верхнем квадрате НК. Это свидетельствует о самостоятельности процессов нефтегазообразования в триасовых отложениях и о возможности присутствия нефтяной оторочки в рассматриваемой залежи или нефтяной залежи вверх и вниз по разрезу. Действительно, вы-

Таблица 30

## Характеристика газов месторождения Южный Жетыбай

Показатели	Нефтяной газ юрских залежей	Свободный газ юрских залежей	Свободный газ залежи "В" оленекского яруса нижнего триаса
Содержание, %			
метан	61,4	76,4	90,8
этан	12,7	11,1	3,6
пропан	8,4	4,9	1,3
бутаны	6,8	2,3	0,8
пентан и высшие	2,7	2,0	0,7
Сумма тяжелых УВ, %	30,6	20,3	6,4
Коэффициенты:			
$C_2/C_3$	1,51	2,26	2,77
$100 C_2/C_3 + C_4$	83,5	154,1	171,4
$100 C_2 + \text{выш.}/C_1$	49,8	26,6	7,1

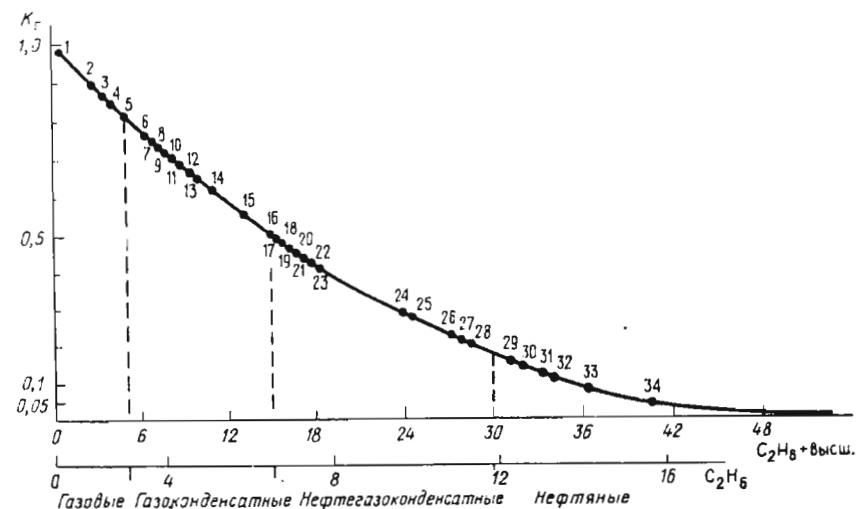


Рис. 34. Зависимость коэффициента газоносности от содержания гомологов метана и типа залежей.

Цифры соответствуют НГБ и НГО табл. 31

ше по разрезу, в пласте "В" оленекского яруса расположена нефтяная залежь.

Представленная выше диаграмма характеризует локальное прогнозирование нефтегазоносности. Вместе с тем при разведке новых территорий необходима информация по возможным типам распространения в

них залежей. Региональное прогнозирование может быть осуществлено на основании анализа соотношения жидких и газообразных ресурсов углеводородов. При этом была изучена зависимость между коэффициентами газоносности (отношение суммы газообразных УВ к общей сумме УВ) и суммой гомологов метана, позволяющая по соотношению жидких и газообразных углеводородов в потенциальных ресурсах углеводородного сырья прогнозировать типы залежей (рис. 34). В основу предла-

Таблица 31

Коэффициенты газоносности нефтегазоносных бассейнов мира

Номер на рис. 34	НГБ, НГО	Геологические ресурсы			$K_g$	Преобладающие и возможные типы залежей
		УУВ, млн. т	Нефть + конденсат, млн. т	Газ, млрд. м <sup>3</sup>		
1	Амударьинский	-	-	-	0,97	Г
2	Трансильванский	-	-	-	0,90	Г
3	Канто	409	61	348	0,86	Г
4	Кулер	17 705	2533	15 172	0,85	Г, ГК
5	Вилюйский	-	-	-	0,82	Г, ГК
6	Ангаро-Ленская	-	-	-	0,75	ГК
7	Енисей-Хатангская	-	-	-	0,73	ГК
8	Предаучитский	2850	717	2133	0,74	ГК
9	Перт	1914	551	1363	0,71	ГК
10	Аквитанский	764	211	553	0,70	ГК
11	Адриатический	877	266	611	0,69	ГК
12	Сицилийский	100	33	67	0,67	ГК
13	Балканский	-	-	-	0,66	ГК
14	Днепровско-Донецкий	-	-	-	0,62	ГК, НГК
15	Восточно-Сибирский	-	-	-	0,56	ГК, НГК
16	Непско-Ботуобинская	-	-	-	0,51	ГК, НГК
17	Прикаспийский	-	-	-	0,48	НГК, ГК
18	Северо-Европейский	-	-	-	0,46	НГК, ГК
19	Мексиканский	80 810	45 180	35 630	0,45	НГК, ГК
20	Байкитская	-	-	-	0,45	НГК, ГК
21	Надым-Пурская (нижний мел)	-	-	-	0,45	НГК, ГК
22	Катангская	-	-	-	0,43	НГК, ГК
23	Тимано-Печорский	-	-	-	0,42	НГК, ГК
24	Гипсленд	2682	1842	840	0,31	НГК, Н
25	Мичиганский	1697	1253	444	0,26	НГК, Н
26	Иллинойский	2083	1616	467	0,24	НГК, Н
27	Пермский	24 467	20 333	4134	0,24	НГК, Н, ГК
28	Анабарская	-	-	-	0,23	НГК, Н
29	Сахаро-Ливийский	-	-	-	0,20	ГК, НГК, Н
30	Маракаибский	37 170	31 410	5760	0,16	Н, НГК
31	Лос-Анджелес	-	-	-	0,15	Н, НГК
32	Персидский	413 380	357 680	55 700	0,14	Н
33	Балтийский	-	-	-	0,10	Н
34	Англо-Парижский	30	30	-	0	Н

гаемого графика положен анализ коэффициента газоносности  $K_g$  и составов газов различных нефтегазоносных бассейнов СССР и мира по данным советских и зарубежных авторов (табл. 31).

Анализ зависимости между коэффициентом газоносности и типом залежей, а также содержанием этана в газе Восточно-Сибирской платформенной и нефтегазоконденсатных залежей в пределах Непско-Ботуобинской, Байкитской и Катангской НГО, а в Анабарской НГО – нефтегазоконденсатных и нефтяных.

Диаграмма для определения типа залежи и график зависимости между коэффициентом газоносности и типом залежи позволяют прогнозировать возможные типы углеводородных скоплений, ориентировать геолого-разведочные организации на поиски залежей с определенным составом газа.

## Глава 5

### МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПОДСЧЕТА РЕСУРСОВ КОМПОНЕНТОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Разработка долгосрочных планов развития газохимического производства основывается на оценке ресурсов сырьевой базы газохимии, а также составов пластовых газов. В связи с этим изучение состава пластовых газов и распределение их по площади залежи имеет важное значение.

Для отбора проб газа и конденсата на структуре выбираются две-три наиболее продуктивные скважины. При наличии в газоконденсатном пласте нефтяной зоны промышленных размеров или большого этажа газоносности (более 300 м) пластовый газ в различных участках структуры может содержать неодинаковое количество этана, пропана, бутанов, пентанов и вышекипящих. Поэтому отбор проб необходимо производить из такого числа скважин (с учетом местоположения нефтяной оторочки и наличия сбросов), чтобы обеспечить получение достаточно точных данных по содержанию гомологов метана в различных участках залежи. При этом обязательно должны быть отобраны пробы газа и конденсата из скважины, расположенной в своде структуры, вблизи нефтяной оторочки и в промежуточном участке. Среднее содержание этана, пропана, бутанов, пентанов и вышекипящих рассчитывается как средневзвешенное по площади.

Балансовые запасы этана, пропана, бутанов и других компонентов природного газа подсчитываются умножением запасов газа на потенциальное содержание (г/м<sup>3</sup>) компонентов. Потенциальное содержание этана, пропана, бутанов при 0,1 МПа и 20 °С определяется умножением молярного процентного содержания каждого из них в пластовом газе на коэффициенты: соответственно 12,5; 18,3 и 24,2. Если расчет запасов ведется на сухой газ (без C<sub>5</sub>+высш.), то потенциальное содержание ком-

Таблица 32

## Расчет состава пластового газа

Компоненты	Газ сепарации		Газ дегазации	
	% молярный	моль	% молярный	моль
C <sub>1</sub>	90,67	906,7	56,54	8,40
C <sub>2</sub>	4,81	48,1	17,83	2,65
C <sub>3</sub>	1,99	19,9	15,30	2,27
n-C <sub>4</sub>	0,49	4,9	3,72	0,55
i-C <sub>4</sub>	0,58	5,8	3,97	0,59
C <sub>5</sub>	0,35	3,5	2,56	0,38
N <sub>2</sub>	1,01	10,1	—	—
CO <sub>2</sub>	0,10	1,0	0,08	0,01
Итого	100,00	1000,00	100,0	14,85

Примечания. 1. Молярная доля газа сепарации в пластовом газе равна  $1000,00/1042,12 = 0,960$ . 2. Молярная доля сухого газа в пластовом газе равна  $1,000 - 0,026 = 0,974$ .

понентов делится на молярную долю сухого газа в пластовом газе и умножается на запасы сухого газа [39].

Указанные выше коэффициенты определялись по формуле  $K=10M/24,04$ , где  $K$  — коэффициент для пересчета массы компонента в  $г/м^3$  при  $20^\circ C$ ,  $г/м^3$ ;  $M$  — молекулярная масса компонента,  $г/м^3$ ;  $24,04$  — объем 1 кмоль газа при  $20^\circ C$  и  $0,1$  МПа.

Пример I. При исследовании пластовой пробы газа и конденсата потенциальное содержание углеводородов C<sub>5</sub>+высш. в газе сепарации составило  $126 г/м^3$ , молярные доли газа сепарации в пластовом газе  $0,960$ , сухого газа  $0,974$ . Расчет состава пластового газа приведен в табл. 32.

В расчете на  $1 м^3$  пластового газа потенциальное содержание углеводородов C<sub>5</sub>+высш. составит:

$$126 г/м^3 \cdot 0,960 = 121 г/м^3 ;$$

в расчете на  $1 м^3$  сухого газа (без C<sub>5</sub>+высш.):

$$121 г/м^3 : 0,974 = 124 г/м^3.$$

В расчете на  $1 м^3$  пластового газа, содержание этана, пропана, изобутана и нормального бутана составит,  $г/м^3$ :

$$C_2H_6 = 4,88 \cdot 12,5 = 61,0,$$

$$C_3H_8 = 2,29 \cdot 18,3 = 41,9,$$

$$i-C_4H_{10} = 0,80 \cdot 24,2 = 15,7,$$

$$n-C_4H_{10} = 0,65 \cdot 24,2 = 15,7.$$

В расчете на  $1 м^3$  сухого газа (без C<sub>5</sub>+высш.),  $г/м^3$ :

$$C_2H_6 = 61,0 : 0,974 = 62,6,$$

$$C_3H_8 = 41,9 : 0,974 = 43,0,$$

$$i-C_4H_{10} = 19,4 : 0,974 = 19,9,$$

$$n-C_4H_{10} = 15,7 : 0,974 = 16,1.$$

Пример II. Расчет балансовых геологических запасов и добычи этана, пропана, бутанов и конденсата (C<sub>5</sub>+высш.):

Газ дегазации		C <sub>5</sub> + высш. в дегазированном конденсате, моль	Суммарное содержание каждого компонента моль	Состав пластового газа, % молярный
% молярный	моль			
—	—	—	915,10	87,81
2,67	0,17	—	50,91	4,88
29,40	1,71	—	23,88	2,29
22,38	1,30	—	6,75	0,65
33,12	1,93	—	8,32	0,80
12,43	0,72	22,45	27,05	2,60
—	—	—	10,1	0,96
—	—	—	0,01	0,01
100,00	5,82	22,45	1042,12	100,00

Дано: запасы пластового газа  $25$  млрд.  $м^3$ , в том числе сухого (без C<sub>5</sub>+высш.)  $24,35$  млрд.  $м^3$  ( $25 \cdot 0,974 = 24,35$  млрд.  $м^3$ ).

При утверждении запасов сухого газа, тыс. т:

$$C_2H_6 = \frac{62,6 \cdot 24,35 \cdot 10^9}{10^6} = 1525,$$

$$C_3H_8 = \frac{43,0 \cdot 24,35 \cdot 10^9}{10^6} = 1047,$$

$$i-C_4H_{10} = \frac{19,9 \cdot 24,35 \cdot 10^9}{10^6} = 484.$$

$$n-C_4H_{10} = \frac{16,1 \cdot 24,35 \cdot 10^9}{10^6} = 392,$$

$$C_5 + \text{высш.} = \frac{124,0 \cdot 24,35 \cdot 10^9}{10^6} = 3025.$$

При утверждении запасов пластовой смеси, тыс. т:

$$C_2H_6 = \frac{61,0 \cdot 25 \cdot 10^9}{10^6} = 1525,$$

$$C_3H_8 = \frac{41,9 \cdot 25 \cdot 10^9}{10^6} = 1047,$$

$$i-C_4H_{10} = \frac{19,4 \cdot 25 \cdot 10^9}{10^6} = 484,$$

$$n=C_4H_{10} = \frac{15,7 \cdot 25 \cdot 10^9}{10^6} = 392.$$

$$C_5 + \text{высш.} = \frac{121 \cdot 25 \cdot 10^9}{10^6} = 3025.$$

Добыча сухого газа в течение года составила  $870 \cdot 10^6 \text{ м}^3$ . Тогда добыча, тыс. т, конденсата и других компонентов будет следующая:

$$C_2H_6 = \frac{62,6 \cdot 870 \cdot 10^6}{10^6} = 54,$$

$$C_3H_8 = \frac{43,0 \cdot 870 \cdot 10^6}{10^6} = 37,$$

$$i=C_4H_{10} = \frac{19,9 \cdot 870 \cdot 10^6}{10^6} = 17,$$

$$n=C_4H_{10} = \frac{16,1 \cdot 870 \cdot 10^6}{10^6} = 14,$$

$$C_5 + \text{высш.} = \frac{124,0 \cdot 870 \cdot 10^6}{10^6} = 108.$$

Остаточные запасы конденсата, этана, пропана, бутанов, тыс. т:

$$C_5 + \text{высш.} = 3025 - 108 = 2917,$$

$$C_2H_6 = 1525 - 54 = 1471,$$

$$C_3H_8 = 1047 - 37 = 1010,$$

$$i=C_4H_{10} = 484 - 17 = 467,$$

$$n=C_4H_{10} = 392 - 14 = 378.$$

При расчете добычи компонентов на пластовую смесь сомножителями являются потенциальное содержание компонентов в пластовой смеси и ее объемы добычи.

В случае наличия в газе месторождения кислых компонентов (сероводород, диоксид углерода) в концентрациях и запасах, пригодных для промышленного использования, подсчитываются запасы диоксида углерода и газовой серы. При этом потенциальное содержание ( $\text{г/м}^3$ ) сероводорода определяется умножением его процентного содержания на коэффициент 14,3, а диоксида углерода — на 18,3. Запасы газовой серы определяются умножением запасов сероводорода на коэффициент 0,94, представляющий собой отношение элементных весов в молекуле сероводорода. Запасы диоксида углерода могут быть также выражены в кубических метрах и получены умножением процентного содержания  $\text{CO}_2$  на запасы газа.

При высоких концентрациях азота в газе и возможности его промышленного получения подсчитываются запасы, которые выражаются в

кубических метрах или тоннах. В последнем случае потенциальное содержание азота в газе ( $\text{г/м}^3$ ) определяется умножением его процентного содержания на 11,7.

Исследования на газоконденсатность завершаются отбором проб отсепарированного газа, насыщенного стабильного конденсата с целью определения состава пластового газа, его фазового поведения при снижении давления. На качество проб оказывают влияние как условия работы скважин, так и термобарические условия сепарации газа. В практике исследований часто возникают условия, не соответствующие требованиям действующей Инструкции по исследованию газоконденсатных залежей с целью определения балансовых и извлекаемых запасов конденсата и других компонентов газа. Например, скорость восходящего потока газа в башмаке насосно-компрессорных труб менее 4 м/с, депрессия не пласт превышает 10 % пластового давления. Работами газоконденсатной лаборатории ВНИИГАЗа В.В. Юшкиным, Т.Д. Островской и другими показано, что в случае отбора проб конденсата при недостаточных скоростях газа на забое в стволе скважины из движущегося потока газа выпадают наиболее высококипящие УВ. Естественно, состав пробы конденсата в таком случае облегченный. Однако его количество будет завышенным за счет перехода в газовую фазу легкой части конденсата. При работе скважин на больших депрессиях получают заниженное содержание конденсата в пластовом газе. Если отбирать пробу газа при давлении выше давления максимальной конденсации, т.е. в области ретроградной конденсации пластовой газоконденсатной смеси, то со снижением давления при работе с пробой в лаборатории из газа будет выпадать конденсат. Поэтому при исследовании газоконденсатных залежей отбор проб рекомендуется проводить при давлении не выше 5,0 МПа, т.е. при заведомо более низком давлении максимальной конденсации. Искажение состава пробы отсепарированного газа, а в отдельных случаях и конденсата, вызывается высокими температурами сепарации.

Разработка долгосрочных планов развития газохимии выдвигает необходимость оценки прогнозных ресурсов полезных компонентов. Такой подсчет может быть осуществлен только на основе количественных оценок перспектив газоносности и общих закономерностей изменения составов газов.

Оценка ресурсов углеводородных компонентов природного газа оцениваемой территории основывается на осредненных составах и запасах газов в пределах месторождений, зон газонакопления, интервалов глубин, а также в пределах газоносных комплексов и тектонических элементов. Для каждого подсчетного объекта строится карта изменения процентного содержания каждого компонента и выводятся средневзвешенные по запасам процентные содержания.

Для оценки содержания полезных компонентов в составе прогнозируемых ресурсов природного газа необходимо определить границы распространения сероводородных, этансодержащих и гелиеносных га-

зов; произвести районирование территории в пределах этих границ по концентрации полезного компонента в каждом выделенном нефтегазоносном комплексе; выделить подсчетные объекты аналогично тому как это проводилось при оценке ресурсов природного газа; определить средневзвешенное содержание полезного компонента в природном газе в пределах подсчетного объекта. Подсчетным объектом может быть один расчетный участок или их группа, если они объединяются общностью состава природного газа. Для каждого подсчетного объекта строится карта изменения процентного содержания данного компонента и определяются его средневзвешенные значения.

Для объектов, в которых имеются достаточно апробированные анализы составов пластового газа, средневзвешенное значение в процентах рассчитывается по формуле

$$q_{\text{ср}} = \frac{Q_1 q_1 + Q_2 q_2 + \dots + Q_n q_n}{\Sigma Q} 100,$$

где  $q_{\text{ср}}$  – средневзвешенное значение содержания полезного компонента газа в пределах подсчетного объекта, %;  $Q_1, Q_2, \dots, Q_n$  – начальные разведанные запасы газа в пределах месторождений или залежей, входящих в подсчетный объект, млрд. м<sup>3</sup>;  $q_1, q_2, \dots, q_n$  – начальное содержание компонента в газе, %;  $\Sigma Q$  – начальные разведанные запасы газа подсчетного объекта, млрд. м<sup>3</sup>.

Прогнозные ресурсы углеводородных компонентов природного газа определяют по формуле

$$Q_{\text{к}} = Q q_{\text{ср}} \rho,$$

где  $Q_{\text{к}}$  – прогнозная оценка компонента, тыс. т;  $Q$  – прогнозная оценка этансодержащего газа в пределах подсчетного объекта, млрд. м<sup>3</sup>;  $q_{\text{ср}}$  – среднее объемное или молярное потенциальное содержание компонента в газе, %;  $\rho$  – коэффициент для подсчета массы компонента при 20 °С, г/м<sup>3</sup>; для этана 12,5, пропана 18,3, бутанов 24,2.

Таким образом, точность подсчета запасов компонентов природного газа и конденсата в значительной степени зависит от использования правильных методических приемов, наиболее полного охвата исследованиями всей площади подсчета, методически правильного проведения исследования скважин и отбора проб на конденсатность и состав газа.

Наряду со статистическими методами подсчета полезных компонентов можно применять графический метод подсчета ресурсов полезных компонентов природного газа на основе карты плотностей потенциальных ресурсов газа и карты зональности какого-либо компонента. Оценка ресурсов в пределах расчетных участков при этом проводится путем совмещения карты зональности распределения отдельных компонентов и карты плотностей потенциальных ресурсов газа. Запасы полезного компонента какого-либо участка будут определяться по формуле

$$Q_{1\text{п.к}} = F_1 P_1 q_1,$$

где  $Q_{1\text{п.к}}$  – запасы полезного компонента, млн. м<sup>3</sup>;  $F_1$  – площадь расчетного участка, км<sup>2</sup>;  $P_1$  – среднее значение плотности ресурсов газа данного участка, млн. м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>;  $q_1$  – среднее содержание полезного компонента, %.

Запасы полезного компонента природного газа территорий с различной плотностью запасов и различным его содержанием на отдельных участках определяются суммой запасов отдельных участков:

$$Q_{\text{п.к}} = Q_{1\text{п.к}} + Q_{2\text{п.к}} + Q_{3\text{п.к}} + \dots + Q_{i\text{п.к}}$$

Подсчет ресурсов углеводородных компонентов, проведенный по отдельным районам двумя способами, показал достаточное совпадение результатов с отклонением не более 10–15 %, что свидетельствует о возможности применения того или другого способа в зависимости от изученности территории, представительности фактического материала и достоверности построения карты потенциальных ресурсов газа.

Для хорошо изученных территорий, в пределах которых основные ресурсы газа выявлены (Северный Кавказ, Днепровско-Донецкая впадина, Нижнее Поволжье и др.), наиболее применимым является способ осредненных значений, поскольку большое количество разведанных месторождений позволяет детально охарактеризовать состав газов основных тектонических элементов, зон газонакопления, нефтегазоносных комплексов и интервалов глубин. Для определения границ распространения кондиционных этансодержащих газов в этих районах необходимо построение карт газовой зональности с целью исключения из подсчета территорий, характеризующихся составом газа с содержанием этана менее 3 %.

Для территорий и комплексов, находящихся в начальной стадии освоения, для которых имеются только единичные данные по фактическому составу газа месторождений, залежей и газопроявлений (Лено-Тунгусская НГП, юрские отложения севера Западной Сибири, ряд впадин Северо-Востока и Дальнего Востока, девонские и более древние отложения Тимано-Печорского региона; акватории северных и дальневосточных морей и т.д.) рекомендуется применение графического способа. При этом для построения карт зональности необходимо следующее.

1. На основании предварительных общих геолого-геофизических исследований расчленить разрез осадочного чехла исследуемого района или области на возможно самостоятельные нефтегазоносные комплексы, в которых процессы нефтегазообразования и накопления происходили автономно и не зависели от нижележащих комплексов.

2. По имеющимся данным провести фашиальный анализ слагающих разрез пород, обобщить данные по геохимии ОВ и степени его катагенеза. В новых районах необходимо изучить образцы пород из первых пробуренных на данной территории параметрических и поисковых скважин с целью определения содержания в породах органического углерода  $C_{\text{орг}}$  (РОВ), типа ОВ (о составе материнского ОВ можно судить также по фа-

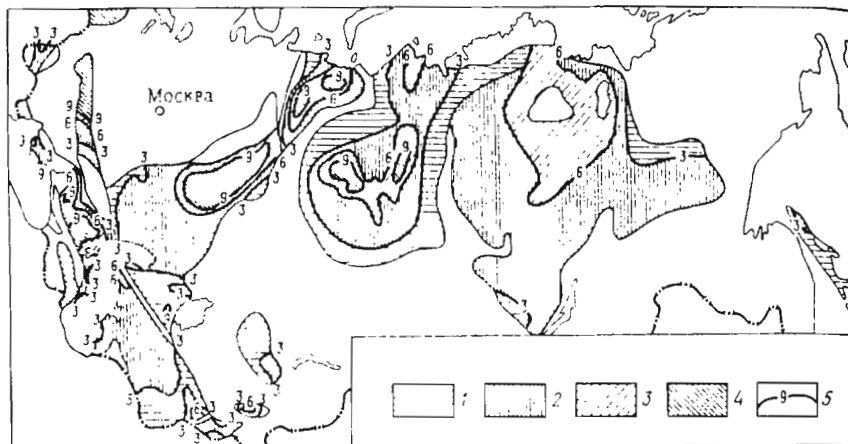


Рис. 35. Карта распределения этана в природных газах СССР.

Содержание этана, %: 1 - до 3, 2 - 3-6, 3 - 6-9, 4 - более 9; 5 - изолинии равного содержания этана, %

циальной характеристике вмещающих пород) и степени катагенеза ОВ по угольным включениям (по отражательной способности витринита). В случае отсутствия угольных включений в разрезе нужно ориентироваться на геотермические исследования (глубины).

3. На основе структурно-тектонического и литолого-фациального анализа определить возможность проявления крупномасштабной вертикальной и латеральной миграции нефти и газа и оценить их влияние на распределение газовых зон. При определении относительного размещения нефтеносных, газонефтяных и газовых зон следует использовать теоретические положения дифференциального улавливания углеводородов.

Для повышения достоверности подсчета ресурсов индивидуальных компонентов природного газа для территорий, характеризующихся высокими оценками прогнозных запасов газа и являющихся базовыми для создания крупных газохимических комплексов, рекомендуется оценку ресурсов этана, пропана, бутанов проводить двумя способами с осреднением.

Достоверность подсчета ресурсов полезных компонентов и конденсата зависит от точности количественной оценки прогноза газоносности и с изменением последней по мере накопления новых геолого-геофизических материалов также подлежит уточнению. В этой связи необходимо при переоценке потенциальных ресурсов газа на начало каждой пятилетки производить пересчет потенциальных ресурсов этана, пропана, бутанов, конденсата.

Анализ запасов и компонентного состава этаносодержащих газов показал, что в настоящее время среднее содержание этана в разведанных за-

пасах этаносодержащих газов по СССР составляет 4,80 %, пропана 1,72 %, бутанов 0,81 %; по Западной Сибири, соответственно, 4,89; ; 1,78 и 0,83 %. Содержанием этана более 5-6 % характеризуются запасы газа Коми АССР, Ставропольского края, Дагестанской АССР, Пермской области, Иркутской области, Украинской ССР, Казахской ССР (рис. 35). Средневзвешенные содержания этана, пропана, бутанов в пределах крупных тектонических элементов приводятся в табл. 33.

Средний состав газа (в разведанных запасах) кайнозойских отложений, %: этана 4,13, пропана 1,37, бутанов 0,79; мезозойских, соответственно, 4,80, 1,68, 0,78; палеозойский 4,86, 1,88 и 0,94; докембрийских 3,88, 1,20 и 0,40.

Этаносодержащие газы на глубинах до 1500 м характеризуются средним составом: этана 2,54 %, пропана 0,11 %, бутанов 0,08 %, на глубинах 1500-3000 м, соответственно - 5,26, 2,07 и 0,97 % и на глубинах более 3000 м - 5,37, 2,09 и 1,0 %. Отмечается увеличение жирности газов с увеличением стратиграфического возраста и глубины.

Таким образом, этаносодержащие газы развиты во всех стратиграфических комплексах, сосредоточены в основном на глубинах 2-4 км, преобладают в палеозойских отложениях, карбонатных коллекторах и под эвапоритовыми покрывками. Эти закономерности могут явиться критериями при количественной оценке ресурсов компонентов и при определении направлений поисково-разведочных работ на газ с повышенным содержанием гомологов метана.

Таблица 33

Средние содержания этана, пропана, бутанов в составе этаносодержащих газов крупных тектонических элементов и нефтегазоносных комплексов

Тектонический элемент, НГО	Нефтегазоносный комплекс	Содержание, %		
		Этан	Пропан	Бутаны
Днепровско-Донецкая впадина	Нижняя пермь - верхний карбон	3,93	1,02	0,41
	Средний карбон	4,44	1,68	0,70
	Нижний карбон	5,76	2,75	1,17
Урало-Поволжье	Пермь - карбон	5,11	1,87	0,93
	Ордовик - нижний девон	5,56	2,40	1,04
	Средний - верхний девон	6,10	2,28	1,06
Прикаспийская синеклиза	Средний карбон	2,61	0,99	0,83
	Астраханский свод	5,95	3,16	2,04
	Карачаганакский вал	6,92	3,39	2,42
Сибирская платформа	Нижний мел	3,96	1,36	0,59
	Норильский газоносный район			
Вилуйская НГО	Нижний триас - верхняя пермь	4,80	1,75	0,63



Продолжение табл. 33

Тектонический элемент, НГО	Нефтегазоносный комплекс	Содержание, %		
		Этан	Пропан	Бутаны
Катангская и Непско-Ботубинская НГО	Нижний кембрий, венд	4,42	1,41	0,50
Скифская плита	Неоген	5,20	1,10	0,50
	Палеоген	7,60	2,20	1,10
	Мел	5,90	1,50	0,80
	Юра	6,50	2,20	1,30
	Триас	7,40	2,30	1,10
Западно-Сибирская плита	Карбон	4,70	1,90	0,70
	Надым-Пур-Тазовская НГО	Апт	3,56	0,12
Ямальская НГО	Неоком	6,50	2,80	1,30
	Юра	8,00	4,50	2,00
	Апт	2,60	0,06	0,14
Гыданская НГО	Неоком	3,80	0,90	0,40
	Юра	4,80	2,00	0,80
	Неоком-апт	4,84	1,73	0,64
Васюганская НГО	Юра	5,20	2,10	0,73
	Туранская плита	Юра	4,20	3,20
Мангышлакская НГО	Мел, юра	6,66	2,40	1,09
Восточная Туркмения	Мел, юра	3,34	0,94	0,39
Западный Узбекистан	Юра	4,24	1,05	0,43
Южно-Каспийская впадина	Неоген, палеоген	3,96	1,65	0,96
Охотско-Сахалинский прогиб	Неоген	4,39	1,75	0,98

## Глава 6

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ КОМПЛЕКСНОГО ОСВОЕНИЯ  
ГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ

Газовая промышленность СССР в последнее десятилетие развивалась быстрыми темпами. Удельный вес газа в общем объеме добычи топлива в стране возрос с 21,8 % в 1975 г. до 36,6 % в 1986 г. и продолжает расти (табл. 34).

Среднегодовой прирост добычи газа составил за 1960–1970 гг. 10 млрд. м<sup>3</sup>, 1971–1975 гг. – 14 млрд. м<sup>3</sup>, 1976–1980 гг. – 22,8 млрд. м<sup>3</sup>, 1981–1985 гг. – 33,4 млрд. м<sup>3</sup>. В основных направлениях экономического и социального развития СССР на 1986–1990 годы и на период до 2000 года намечается довести в 1990 году добычу газа до 835–850 млрд. кубических метров. Успехи газовой промышленности, достигнутые в последние десятилетия, обусловлены открытием крупных газовых и газоконденсатных месторождений в Западной Сибири, Средней Азии, Прикаспии и других районах, а также широким развитием поисково-разведочных работ в различных районах страны.

Таблица 34

Добыча основных видов топлива в СССР по годам, %\*

Вид топлива	1970	1975	1980	1981	1986
Газ природный и нефтяной	19,1	21,8	27,1	28,4	36,6
Нефть (включая газовый конденсат)	41,1	44,7	45,5	44,9	40,6
Уголь	35,4	30,0	25,2	24,3	21,0
Прочие виды топлива	4,4	3,5	2,2	2,4	1,8
Всего	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

\* Народное хозяйство за 70 лет. Юбилейный статистический ежегодник. – М.: Финансы и статистика, 1987.

Вместе с тем, задача увеличения мощностей по комплексной переработке нефтяного и природного газов с получением из них этана, серы и других сопутствующих компонентов решается недостаточно, что обусловлено отсутствием необходимых мощностей по производству этилена и производных. За этот период практически лишь на Оренбургском ГПЗ осуществляется производство этана.

Мировая газоперерабатывающая промышленность уже имеет большой опыт по извлечению из природных и попутных газов различных полезных компонентов. За рубежом действует более 1400 заводов и установок суммарной мощностью по переработке газа более 2 млрд. м<sup>3</sup>/сут. [48].

В различных нефтегазоносных провинциях мира открыто большое число газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. Однако данных о добыче и запасах конденсата по большинству стран не имеется или они приводятся вместе с добычей и запасами нефти. Наиболее полные сведения о запасах углеводородных компонентов в природном газе имеются по США, где их учет осуществляется с 1947 г. В отличие от СССР в США не учитывается отдельно конденсат, он входит в состав жидких углеводородов, т.е. углеводородов, которые находятся в пласте в газообразном состоянии или растворены в нефти и могут быть выделены в сжиженном состоянии путем конденсации или абсорбции на промысловых сепараторных установках и газобензиновых заводах. Жидкие углеводороды природных газов включают в себя этан, пропан, бутаны, пентан и более тяжелые углеводороды. Они присутствуют в свободном, растворенном газе и газе газовых шапок. Продуктами сепарации могут быть конденсат, газовый бензин и сжиженные нефтяные газы. При определении запасов жидких углеводородов природных газов учитывается фактор производительности установок или технологии добычи газа. Так, в США в 1946–1949 гг. соотношение добычи жидких УВ к добыче газа составляло 191 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, в 1972–1980 гг. – 193 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, соотношение запасов жидких УВ к запасам газа на начало 1987 г. составляло в среднем

Таблица 35  
Динамика запасов газа и углеводородных компонентов  
в США (на начало года)

	1978	1979	1980	1981
Газ, млрд. м <sup>3</sup>	5914	5672	5519	5670
Углеводородные компоненты, млн. м <sup>3</sup>	953	942	899	950
Среднее содержание углеводородных компонентов в газе, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	161	166	163	167

Таблица 36  
Показатели газопереработки США (по годам)

Показатели	1971	1975	1980	1981
Количество заводов	805	754	809	855
Пропускная способность, млрд. м <sup>3</sup>	766,7	751,5	734,2	733,9
Объем переработки, млрд. м <sup>3</sup>	609,8	509,1	451,2	447,0
Производство, млн. т:				
этан	3,10	5,20	6,15	5,37
пропан	12,40	10,11	9,28	9,02
изобутан	1,63	1,26	1,24	1,25
нормальный бутан	5,15	4,02	4,05	3,62
смесь сжиженных нефтяных газов	1,34	3,52	1,78	3,28
нестабильный газовый бензин	32,36	27,98	24,55	27,20
стабильный газовый бензин	4,15	5,17	4,23	4,27
прочие	1,72	—	5,59	4,53
Всего жидкой продукции, млн. т	64,85	57,26	56,87	58,54
Выход продукции из перерабатываемого газа, г/м <sup>3</sup>	106	112	126	131

<sup>1</sup> Кроме того, "Филлипс Петролеум КО" произведено 7,24 млн. т жидкой продукции.

247 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, или 212 г/м<sup>3</sup>. В СССР это соотношение составляет порядка 110 г/м<sup>3</sup>, а при учете только запасов газа при содержании этана более 3 % и конденсата более 10 г/м<sup>3</sup> — 286 г/м<sup>3</sup>.

Запасы жидких УВ природных газов в США на начало 1987 г. оценивались в 1298 млн. м<sup>3</sup>, из которых около 63 % приходится на газовые залежи и 37 % связаны с газовыми шапками и газами, растворенными в нефти. Доказанные запасы природного и попутного газа в США оценены на 1.01.87 г. в объеме 5250 млрд. м<sup>3</sup>. Динамика запасов газа и его углеводородных компонентов в США приводится в табл. 35.

	1982	1983	1984	1987
Газ, млрд. м <sup>3</sup>	5930	5925	5920	5250
Углеводородные компоненты, млн. м <sup>3</sup>	1124	1148	1256	1298
Среднее содержание углеводородных компонентов в газе, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	190	194	212	247

Показатели	1982	1983	1984	1985	1986
Количество заводов	859	880	861	862	810
Пропускная способность, млрд. м <sup>3</sup>	728,5	712,6	701,1	700,0	711,2
Объем переработки, млрд. м <sup>3</sup>	425,4	388,4	418,3	400,6	375,3
Производство, млн. т:					
этан	5,00	5,06	4,94	4,66	5,58
пропан	7,91	7,30	7,07	7,03	7,18
изобутан	1,05	1,05	0,95	0,97	1,00
нормальный бутан	3,24	3,16	3,18	3,02	2,99
смесь сжиженных нефтяных газов	3,54	1,42	1,46	1,40	1,12
нестабильный газовый бензин	26,42	24,88	29,00	26,82	26,00
стабильный газовый бензин	4,19	3,46	3,40	3,68	3,51
прочие	3,65	3,32	4,08	3,12	2,69
Всего жидкой продукции, млн. т	55,00	49,65	54,08	50,70	50,07 <sup>1</sup>
Выход продукции из перерабатываемого газа, г/м <sup>3</sup>	129	128	129	127	133

Газоперерабатывающая промышленность США существует несколько десятков лет и основана не только на переработке нефтяных газов, но и — в значительных объемах — природных газов, добываемых из газовых и газоконденсатных месторождений. Основные показатели газопереработки в США по данным [48] представлены в табл. 36. Производство этана из газа в США в последние годы составило, млн. т: 4,9—5,6, пропана 7,1—7,9, бутанов 4,1—4,3, конденсата и газового бензина 33—36. Несмотря на наметившуюся тенденцию к снижению объемов переработки, ее уровни достаточно высокие. Средний выход продукции на объем перерабатываемого газа в США составил в 1980—1984 гг. 126—131 г/м<sup>3</sup>, в 1986 г. — 133 г/м<sup>3</sup>.

Наиболее высоко газоперерабатывающая промышленность развита в штатах Техас и Луизиана, где в 1986 г. действовало 443 завода с суммарной пропускной способностью 403 млрд. м<sup>3</sup>/г. В 1986 г. объем переработки составил 224,8 млрд. м<sup>3</sup>, или около 60 % от всего по США, было произведено 32,21 млн. т жидкой продукции (64,3 %), в том числе 4,35 млн. т этана (78 %), 4,17 млн. т пропана (58 %). В конце 1986 г. вступили в эксплуатацию два крупных газоперерабатывающих предприятия на месторождении Прадхо-Бэй на Аляске пропускной способностью около 34 млрд. м<sup>3</sup> газа в год.

В настоящее время в США около 90 % этана, получаемого в процессе газопереработки, используется для производства этилена. Более 50 % этилена, производимого в США, получают, используя в качестве исходного сырья этан. На деятельности американских газоперерабатывающих компаний существенное влияние оказало падение цен нефти на мировом рынке. Средняя цена на продукты газопереработки в 1986 г. снизилась до 11–12 долларов за баррель с 17,52 доллара в среднем в 1985 г., что сказалось на сокращении объема переработки сырья на 6,5 %.

В других капиталистических и развивающихся странах в 1986 г. число заводов и установок достигло 586 с суммарной мощностью по газу 755 млрд. м<sup>3</sup>. В 1986 г. было переработано 414,5 млрд. м<sup>3</sup> газа и произведено 8,0 млн. т этана, 12,1 млн. т пропана, 4,5 млн. т бутанов, 36,6 млн. т конденсата и газового бензина. Общее производство продукции составило 61,2 млн. т, средний выход продукции на объем перерабатываемого газа – 148 г/м<sup>3</sup> (табл. 37). Наиболее крупные объемы переработки природного газа сосредоточены в Канаде, Мексике, Ливии, Алжире.

Для стран Ближнего Востока, Латинской Америки и Западной Европы характерно увеличение объемов переработки, что обусловлено сокращением количества газа, сжигаемого на факелах, стремлением к более эффективному использованию ценного углеводородного сырья и обеспечению внутренних потребностей страны в продуктах газохимии.

Для газоперерабатывающей промышленности зарубежных стран характерными являются высокие степени применения низкотемпературных схем с использованием турбодетандеров, широкое использование малогабаритных установок, тенденция к увеличению использования продукции ГПЗ для химической переработки, рост производства этана. Степень извлечения этана за рубежом при его содержании в исходном газе около 5 % составляет в схеме с одним турбодетандером и с предварительным пропановым охлаждением до 80–85 %. Для повышения глубины извлечения целевых компонентов предложены схемы с двумя турбодетандерами.

Ресурсы газов и их полезных компонентов являются основой для создания в нашей стране новой крупной отрасли – газохимии, основанной на переработке природного газа и конденсата. Развитие газохимии позволяет высвободить значительные количества прямогонного бензина, используемого в настоящее время в качестве сырья при получении

Таблица 37

Состояние газоперерабатывающей промышленности некоторых стран капиталистического мира на начало 1987 г. [48]

Страна, территория	Количество заводов	Пропускная способность, млрд. м <sup>3</sup>	Объем переработки, млрд. м <sup>3</sup>	Выход продукции, тыс. т							всего		
				этан	пропан	изобутан	нормальный бутан	смесь жидких углеводородов	нестабильный газобензин	стабильный газобензин		прочие	
Абу-Дави	5	25,8	16,0	-	321	260	18	-	-	-	183	278	1060
Австралия	5	20,7	12,2	251	831	422	422	847	847	2504	550	550	5405
Австрия	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4904	5474
Алжир	4	55,1	44,1	-	450	-	314	-	-	-	274	-	5474
Аргентина	11	17,7	14,8	490	-	-	-	-	-	-	1	13	14
Бангладеш	8	4,8	0,8	-	-	-	-	-	-	-	130	-	327
Бахрейн	1	1,7	1,6	-	106	-	91	-	-	-	55	123	341
Боливия	2	4,9	1,8	-	1	22	-	146	-	-	81	-	641
Бразилия	6	3,8	3,2	-	-	-	-	360	200	-	214	-	309
Бруней	2	10,3	8,5	-	18	-	-	77	77	-	105	72	2312
Великобритания	7	27,4	15,3	-	299	-	262	-	-	-	215	-	2309
Венесуэла	17	43,9	34,6	-	355	123	119	397	1100	1100	215	-	77
Греция	1	0,1	0,1	-	-	-	-	-	77	77	-	-	45
Дания	1	4,6	2,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	249
Доминиканская республика	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	249
Дубай (ОАЭ)	1	3,4	3,2	-	-	-	-	-	-	-	-	738	738
Египет	7	10,5	10,0	-	-	191	-	169	-	-	-	834	1194

Продолжение табл. 37

Страна, территория	Количество заводов	Пропускная способность млрд. м <sup>3</sup>	Объем переработки млрд. м <sup>3</sup>	Выход продукции, тыс. т							всего	
				этан	пропан	изобутан	нормальный тан	смесь сжиженных нефтяных газов	нестабильный газовый бензин	стабильный газовый бензин		прочие
Индонезия	10	9,1	6,3	—	448	—	—	46	401	198	295	1388
Италия	17	75,9	15,1	—	—	—	—	22	143	10	—	175
Канада	419	242,5	128,1	4019	1715	199	816	1007	3861	2520	114	14251
Катар	2	5,8	2,7	—	447	—	282	—	—	196	—	925
Колумбия	4	2,5	1,8	81	52	—	52	4	—	51	—	240
Кувейт	1	17,4	3,7	—	751	—	493	—	—	274	77	1595
Ливия	7	19,1	12,7	—	—	—	—	34	5019	—	496	5549
Малайзия	2	2,9	1,2	—	126	108	—	50	—	135	12	419
Мексика	10	44,8	33,6	3139	5091	3	138	347	—	285	—	9015
Нидерланды	1	4,5	0,8	—	—	—	—	—	—	—	5	5
Норвегия	2	9,8	4,1	—	624	82	211	—	181	161	—	1259
Новая Зеландия	2	2,6	1,3	—	27	—	—	—	—	9	—	36
Пакистан	5	9,8	8,4	—	—	—	—	42	—	7	7	56
Перу	2	0,7	0,4	—	2	—	1	1	23	—	3	30
Саудовская Аравия	5	44,4	—	—	—	—	—	—	1058	—	—	1058
Тайвань	4	2,8	1,1	37	27	2	15	—	1	13	—	95
Франция	1	5,9	5,8	—	125	—	119	—	—	243	—	487
ФРГ	5	5,6	4,7	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Чили	2	4,9	4,4	—	175	—	111	—	—	94	—	380
Шарджа (ОАЭ)	2	10,5	10,0	—	79	—	87	—	—	—	2026	2192
Эквадор	2	—	—	—	—	—	—	2	8	—	—	10
<b>Итого</b>	<b>586</b>	<b>755,2</b>	<b>414,5</b>	<b>8017</b>	<b>12070</b>	<b>990</b>	<b>3551</b>	<b>3197</b>	<b>13101</b>	<b>9427</b>	<b>10841</b>	<b>61194</b>

олефинов, а также сократить нарастающий дефицит в высокооктановом бензине.

В европейской части страны сырьевая база газохимии может быть создана при разведке и разработке газовых и газоконденсатных месторождений Прикаспийской синеклизы и прилегающих территорий. Здесь уже создан крупный Оренбургский газохимический комплекс, начаты работы по созданию крупнотоннажного газохимического производства на базе Астраханского и Карачаганакского месторождений. Продуктами переработки будут конденсат, сжиженные газы, газовая сера и др.

В Средней Азии газохимический комплекс может быть создан при переработке природных газов месторождения Шуртан и прилегающих к нему месторождений Адамташ, Гумбулак, Южно-Тандырчинское и др. Намечалась устойчивая сырьевая база Восточно-Туркменского газохимического комплекса по результатам разведки юго-восточной территории республики и перспектив юрских отложений Бешкентского прогиба. Базовым месторождением здесь может быть месторождение Малай, газ которого содержит этана 3,17 %, пропана 0,61 %, бутанов 0,14 %. На Мубаракском ГПЗ создано производство по получению газовой серы.

В районах Восточной Сибири и на Дальнем Востоке газохимические комплексы по переработке природного газа могут быть созданы на базе месторождений Якутской АССР. Создание сырьевой базы газохимического производства в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке потребует увеличения разведанных запасов, широкого развертывания поисковых и разведочных работ. Однако сложности использования газов этих месторождений обусловлены значительным удалением от промышленных центров, наличием нефтяных оторочек на ряде месторождений и др. Практический интерес представляет использование этансодержащих газов месторождений шельфов Сахалина.

В Западной Сибири создана и продолжает расширяться значительная сырьевая база для добычи и переработки газа и газового конденсата. Базовыми месторождениями могут быть Уренгойское, Ямбургское, Северо-Уренгойское, Заполярное, содержащие продуктивные горизонты в нижнем мелу.

Резкое отставание создания технологических объектов по переработке природного газа от темпов отбора газа из месторождений приводит к тому, что месторождения европейской части СССР и Средней Азии, интенсивно разрабатываемые в настоящее время, к 1990 г. будут значительно истощены.

Добыча этансодержащего газа в СССР в 1987 г. составила 205 млрд. м<sup>3</sup>, или около 30 % общесоюзной добычи природного газа. В перспективе будет отмечаться снижение добычи сухих сеноманских газов Западной Сибири и возрастание доли этансодержащих газов до 50–60 %.

Приведенные данные свидетельствуют о том, что на перспективу в стране будет продолжен прирост запасов этансодержащих газов, что позволит планировать создание газохимического комплекса на длитель-

ный срок. Вместе с тем следует отметить, что существует ряд проблем, сдерживающих использование этана в качестве пиролизного сырья.

Один из таких неблагоприятных факторов связан с большим разрывом во времени возможных и планируемых сроков строительства химкомбинатов и сроков начала разработки месторождений этаносодержащих газов, что создает ситуацию необеспеченности химкомбината сырьем в течение 25–30 лет его работы. Нуждается в решении и проблема совершенствования экономического механизма, который стимулировал бы производство этана и сжиженных газов на ГПЗ.

Создание газохимических комплексов в нашей стране потребует также решения целого ряда технологических вопросов, связанных с совершенствованием оборудования по извлечению и переработке природных газов, транспорту получаемых углеводородных фракций на газохимические комплексы.

1. *Акрамходжаев А.М.* Нефть и газ – продукты преобразования органического вещества. – М.: Недра, 1982. – 261 с.
2. *Богданов М.М., Гуриева С.М.* Закономерности раздельного размещения залежей нефти и газа// Обзор. информ. Сер. Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭгазпром, 1988. – Вып. 3. – 46 с.
3. *Вассоевич Н.Б.* Принципиальная схема вертикальной зональности и генерации углеводородных газов и нефти//Изв. АН СССР. Сер. геол. – 1974. – № 5. – С. 123–135.
4. *Влияние термодинамических условий на размещение углеводородных залежей*/В.В. Байбаков, В.Е. Карачинский, В.Г. Осадчий и др.//Докл. АН СССР. – 1969. – Т. 187, № 4.
5. *Высоцкий И.В., Высоцкий В.И.* Формирование нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1986. – 228 с.
6. *Гаврилов Е.Я., Теплинский Г.И., Осипова М.Г.* О происхождении сероводорода по данным изотопного состава серы//Геология природного газа (полезные компоненты природных газов – условия формирования и ресурсы). – М.: изд. ВНИИГАЗ, 1979. – С. 79–86.
7. *Газовые и газоконденсатные месторождения: Справочник/Под ред. И.П. Жабрева.* 2-е изд. – М.: Недра, 1983. – 375 с.
8. *Галимов Э.М.* Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. – М.: Недра, 1973.
9. *Ермаков В.И., Скоробогатов В.А.* Образование углеводородных газов в угленосных и субугленосных формациях. – М.: Недра, 1984. – 205 с.
10. *Ермаков В.И., Старосельский В.И., Хенвин Т.И.* Геолого-геохимические критерии распределения полезных компонентов природного газа в крупных зонах газонакопления//Условия формирования крупных зон нефтегазонакопления. – М.: Недра, 1985.
11. *Ермаков В.И., Ступаков В.П., Старосельский В.И.* Генерация и закономерности распределения этаносодержащих газов//Закономерности размещения углеводородных газов и сопутствующих им компонентов. – М.: Наука, 1987.
12. *Зорькин Л.М., Старобинец И.С., Стадник Е.В.* Геохимия природных газов нефтегазоносных бассейнов. – М.: Недра, 1984.
13. *Зорькин Л.М., Суббота М.И., Стадник Е.В.* Нефтегазопроисковая гидрогеология. – М.: Недра, 1982. – 216 с.
14. *Козлов А.Л.* Размещение газоконденсатных залежей в нефтегазоносных бассейнах и критерии определения перспектив нефтегазоносности//Советская геология. – 1975. – № 5. – С. 19–28.
15. *Корогаев Ю.П., Степанова Г.С., Критская С.Л.* Классификация месторождений по составу пластовой смеси//Газовая промышленность. – 1974. – № 9. – С. 18–22.
16. *Корценштейн В.Н.* Растворенные газы подземной гидросферы Земли. – М.: Недра, 1984. – 230 с.
17. *Кулибакина И.Б.* Факторы, определяющие приуроченность залежей углеводородов к бассейнам соленакопления//Нефтегазоносность регионов древнего соленакопления. – Новосибирск: Наука, 1982. – С. 3–6.
18. *Кулибакина И.Б., Старосельский В.И.* Распределение сероводородсодержащих газов в краевых зонах древних платформ//Советская геология. – 1986. – № 9. – С. 30–34.
19. *Лопатин Н.В.* Образование горючих ископаемых. – М.: Недра, 1983. – 192 с.
20. *Метан*/Ф.А. Алексеев, Г.И. Войтов, В.С. Лебедев и др. – М.: Недра, 1978.

21. *Нефтегазоносность подсолевых отложений*/А.А. Аксенов, Б.Д. Гончаренко, М.К. Калинин и др. – М.: Недра, 1985. – 205 с.
22. *Нефтегазоносные провинции СССР: Справочник*/Под ред. Г.Х. Дикенштейна, С.П. Максимова, В.В. Семеновича. 2-е изд. – М.: Недра, 1983. – 272 с.
23. *Органическая геохимия нефтей, газов и органического вещества докембрия*. – М.: Наука, 1981.
24. *Особенности формирования газоконденсатных месторождений*//Тр. ВНИГНИ. – 1980. – Вып. 219.
25. *Панкина Р.Г., Мехтиева В.Л., Максимов С.П.* Образование сероводорода и углекислоты в нефтях Астраханского месторождения//Геология нефти и газа. – 1983. – № 4. – С. 45–51.
- ✓ 26. *Панченко А.С.* Раздельное прогнозирование залежей газа и нефти. – М.: Недра, 1985. – 200 с.
27. *Поливанова А.И.* Распределение и происхождение основных запасов метана и сероводорода в зависимости от распространения соленосных отложений//Нефтегазоносность регионов древнего соленакпления. – Новосибирск: Наука, 1982. – С. 121–130.
28. *Раабен В.Ф.* Основные типы нефтегазоносности территорий мира. – М.: Недра, 1986. – 160 с.
29. *Распределение полезных компонентов в структуре ресурсов природного газа*/Е.И. Гайло, И.В. Гришина, В.И. Ермаков и др.//Обзор информ. Сер. Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИЭгазпром, 1986. – Вып. 11.–36с.
30. *Савченко В.П.* Формирование, разведка и разработка месторождений нефти и газа. – М.: Недра, 1977.
31. *Синицын Ф.Е., Старосельский В.И., Филиппов Г.П.* Особенности формирования газоконденсатных месторождений в Чу-Сарысуйской синеклизе//Условия формирования газоконденсатных месторождений в нефтегазоносных бассейнах СССР. – М.: Тр. ВНИГНИ, 1981. – Вып. 229. – С. 76–82.
32. *Соколов Б.А.* Эволюционно-динамические критерии оценки нефтегазоконденсатности недр. – М.: Недра, 1985. – 168 с.
33. *Соколов В.А.* Геохимия природных газов. – М.: Недра, 1971.
34. *Справочник по геологии нефти и газа*/Под ред. Н.А. Еременко. – М.: Недра, 1984. – 480 с.
35. *Стадийность и глубинная зональность нефтегазообразования в бассейнах разных типов и их влияние на размещение нефти и газа*/А.А. Трофимук, В.С. Вышемирский, А.Э. Конторович и др.//Докл. 27 МГК – М.: Наука, 1984. – С. 81–88.
36. *Старобинец И.С.* Газохимические показатели нефтегазоносности и прогноз состава углеводородных скоплений. – М.: Недра, 1986. – 200 с.
37. *Старосельский В.И.* Полезные компоненты природных газов Прикаспийской синеклизы//Нефтегазоносность Прикаспийской впадины и сопредельных районов. – М.: Наука, 1987. – С. 19–24.
38. *Старосельский В.И.* Закономерности размещения полезных компонентов природного газа в газонасных бассейнах//Обзор информ. Сер. Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭгазпром, 1983.
39. *Старосельский В.И., Юшкин В.В.* Методическое руководство по подсчету балансовых и извлекаемых запасов конденсата, этана, пропана, бутанов, углеводородных компонентов и определению их потенциального содержания в пластовом газе. – М.: Изд. ВНИИГАЗ, 1984. – 38 с.
40. *Тектоника нефтегазоносных территорий СССР/Объяснительная записка к Тектонической карте нефтегазоносных территорий СССР масштаба 1:2 500 000*. – М.: Недра, 1984. – 120 с.
41. *Тиссо Б., Вельте Д.* Образование и распространение нефти. – М.: Мир, 1981. – 501 с.
42. *Хант Дж.* Геохимия и геология нефти и газа. – М.: Мир, 1982. – 704 с.
43. *Чахмахчев В.А.* Геохимия процесса миграции углеводородных систем. – М.: Недра, 1983. – 231 с.
44. *Якуцени В.П.* Интенсивное газонакопление в недрах. – Л.: Наука, 1984. – 122 с.
45. *Amursky G.I., Ermakov V.I., Zhabrev I.P., Staroselsky V.I. and Solovyev N.N.* Valuable components in natural gases in the USSR//Proceedings of the eleventh World Petroleum congress. Vol. 2. Geology, exploration, reserves. – London, 1983. – P. 303–309.
46. *James Alan T.* Correlation of natural gas by use of carbon isotopic distribution. – AAPG Bull., 1983. – Vol. 68. – N. 7. – P. 1176–1191.
47. *Mattavelli L., Ricchiyto T., Grignani D., Schoell M.* Geochemistry and habitat of natural gases in Po Basin, northern Italy. – AAPG Bull., 1983. – Vol. 67. – N 12. – P. 2239–2254.
48. *Gas processing report*//Oil and Gas Journal. – 1987. – Vol. 85. – N 28. – P. 33–80.
49. *Schoell M.* Genetic characterization of natural gases. – AAPG Bull., 1983. – Vol. 67. – N 12. – P. 2225–2238.
50. *Stahl W.S., Carey B.D.* Source-rock identification by isotopic analyses of natural gases from fields in the Val Verde and Delaware basins, West Texas//Chemical Geology. – 1975. – Vol. 16. – P. 257–267.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение . . . . .	3
<b>Г л а в а 1. Геолого-геохимические особенности состава природного газа . . . . .</b>	<b>6</b>
1.1. Геолого-геохимическая характеристика углеводородных и неуглеводородных компонентов природного газа. . . . .	7
1.2. Классификация природных газов по химическому составу. . . . .	26
<b>Г л а в а 2. Основные закономерности распределения углеводородных компонентов природного газа . . . . .</b>	<b>29</b>
2.1. Основные закономерности размещения мировых газовых ресурсов . . . . .	31
2.2. Распределение углеводородных компонентов природного газа древних платформ . . . . .	44
2.3. Распределение углеводородных компонентов природного газа молодых платформ . . . . .	81
2.4. Распределение углеводородных компонентов природного газа межгорных впадин . . . . .	106
<b>Г л а в а 3. Геолого-геохимические факторы распределения углеводородных компонентов природного газа . . . . .</b>	<b>114</b>
3.1. Исходное органическое вещество. . . . .	115
3.2. Катагенез органического вещества. . . . .	120
3.3. Термобарические факторы. . . . .	122
3.4. Тектонические факторы . . . . .	128
3.5. Литологические факторы . . . . .	129
3.6. Гидрогеологические факторы. . . . .	131
<b>Г л а в а 4. Прогнозирование зон распространения природных газов с повышенным содержанием гомологов метана. . . . .</b>	<b>136</b>
4.1. Геолого-геохимические закономерности размещения зон газов сложного состава . . . . .	136
4.2. Использование изотопного состава углерода природного газа при прогнозировании зон распространения газов с повышенным содержанием гомологов метана . . . . .	151
4.3. Прогнозирование типа залежей по углеводородному составу. . . . .	156
<b>Г л а в а 5. Методические особенности подсчета ресурсов компонентов природного газа . . . . .</b>	<b>165</b>
<b>Г л а в а 6. Основные направления комплексного освоения газовых ресурсов . . . . .</b>	<b>174</b>
Список литературы . . . . .	183

**Старосельский В.И.**

С 77

Этан, пропан, бутан в природных газах нефтегазоносных бассейнов. – М.: Недра, 1990. – 186 с.: ил.  
ISBN 5-247-01108-2

Рассмотрены закономерности распределения в недрах этана, пропана, бутана и других полезных компонентов природного газа, влияние геолого-геохимических факторов на состав газов, прогнозирование зон с повышенным содержанием гомологов метана. Описана методика оценки ресурсов углеводородных и неуглеводородных компонентов. Определены направления развития сырьевой базы газохимии и первоочередные районы создания газохимических комплексов.

Для инженерно-технических работников газовой, нефтяной и химической промышленности.

**ВНИМАНИЮ СПЕЦИАЛИСТОВ!**

**ИЗДАТЕЛЬСТВО "НЕДРА" ВЫПУСТИЛО КНИГУ:**

---

**М.И. СУББОТА, В.Ф. КЛЕЙМЕНОВ, Е.В. СТАДНИК, Ю.И. ЯКОВЛЕВ,  
Л.М. ЗОРЬКИН**

**ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ  
ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ ПОИСКАХ НЕФТИ И ГАЗА**

Объем 15 л. Цена 75 коп.

Всем геологам нефтяной и газовой промышленности необходимо знать, что гидрогеологические исследования в скважинах резко повышают эффективность поисков нефти и газа. Изучение растворенных газов, органического вещества и газогидратов уточняют месторасположение продуктивных горизонтов и их запасы. Данные исследований можно использовать для поисков нетрадиционных источников горючих ископаемых, на что сейчас обращается пристальное внимание. Подробные советы по всем вопросам интерпретации гидрогеологических исследований читатели найдут в данной книге.

Книгу можно заказать и купить в магазинах книготорга, распространяющих научно-техническую литературу, и в магазинах – опорных пунктах издательства "Недра", адреса которых приводятся в ежегодных аннотированных планах издательства, а также через отделы "Книга – почтой" магазинов:

№ 115 – 117334, Москва, Ленинский проспект, 40

№ 17 – 199178, Ленинград, В.О., Средний проспект, 61

ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ (ПРАКТИЧЕСКОЕ) ИЗДАНИЕ

Старосельский Владислав Иванович

**ЭТАН, ПРОПАН, БУТАН В ПРИРОДНЫХ ГАЗАХ  
НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ**

Заведующий редакцией *Е.Г. Першина*  
Редактор издательства *Л.А. Насыпова*  
Обложка художника *Л.Н. Курьеровой*  
Художественный редактор *В.В. Шутько*  
Технический редактор *Ю.В. Втехина*  
Корректор *И.П. Розанова*  
Оператор *В.Д. Зуева*

ИБ № 7826

---

Подписано в печать с репродуцируемого оригинал-макета 12.07.90. Т – 11444.  
Формат 60×88 1/16. Бум. офсетная № 1. Гарнитура Пресс-роман. Печать офсетная.  
Усл.-печ. л 11,76. Усл. кр.-отг. 12,0. Уч.-изд. л. 13,0. Тираж 1200 экз.  
Зак. № 3102 /1860–3. Цена 70 коп.  
Набор выполнен на наборно-пишущей машине

---

Ордена "Знак Почета" издательство "Недра".  
125047 Москва, пл. Белорусского вокзала, 3.

Московская типография № 9 НПО "Всесоюзная книжная палата" Госкомитета СССР  
по печати.  
109033, Москва, Волочаевская ул., 40