



27-й
МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ
КОНГРЕСС

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ
РЕСУРСЫ МИРА

Коллоквиум 02

Доклады

Том 2



СССР

Москва 4-14 августа 1984

27-й
МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ
КОНГРЕСС



ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ
РЕСУРСЫ МИРА

Коллонвиум 02

Доклады

Том 2

СССР
Москва
4-14 августа 1984



ИЗДАТЕЛЬСТВО «НАУКА»
МОСКВА 1984



В сборнике рассмотрены мировые ресурсы нефти, газа, горючих сланцев и угля. Проанализированы геологические закономерности их пространственного размещения. Предложены новые методы поисков и разведки основных видов энергетического сырья.

Редакционная коллегия

Р.А. СУМБАТОВ (отв. редактор),

В.И. ВЫСОЦКИЙ, С.П. МАКСИМОВ, В.В. СЕМЕНОВИЧ



МИРОВЫЕ РЕСУРСЫ НЕФТИ

П.Ф. БЮРОЛЛЕ

"Компани Франсез дю Петроль", Париж, Франция

К концу 1982 г. добыча нефти в мире несколько снизилась вследствие экономического спада, осуществления программ по экономии энергии и переходу к использованию угля вместо нефти. Падение добычи в 1982 по сравнению с 1981 г. составило 5,4 %, а за 2 года по отношению к 1980 г. — 11,07 %.

Переоценка запасов ранее открытых месторождений и оценка запасов новых месторождений дают возможность предположить, что мировые извлекаемые запасы (доказанные запасы) составляют 92 млрд. т (670,2 млрд. баррелей) нефти и 56 трлн. м³ (3025 трлн. фут³) газа.

В настоящей работе использованы материалы, представленные на коллоквиуме С.2 26-го Международного геологического конгресса (Париж, 1980) П.Ф. Бюролле, Д.Г. Эрдманом и Д.Т. Петти, К. Буа, Р. Буше и Р.Пеле, Г.Д. Клемме, а также опубликованные новые данные в течение последних двух лет, в частности, К. Буа [2], Р.Д. Энрайтом (1982 г.), Р. Нерингом [11], а также в Международной нефтяной энциклопедии.

Оценки запасов, добычи и ресурсов нефти и газа по состоянию на 1.01.83. Данные о добыче и ресурсах нефти и газа суммированы на рис. 1—7. Это графическое отображение таблиц из введения к коллоквиуму С.2 26-го Международного геологического конгресса (1980 г.). На схемах (см. рис. 1 и 3) имеются различия в показе материала: на схематической карте, отражающей распределение добычи нефти и газа в мире в 1980 г. (см. рис. 1), регион Северной Америки показан с учетом Мексики, а регионы Центральной и Южной Америки — отдельно. На схеме, выполненной по состоянию материалов на 1.01.83 (см. рис. 3) в соответствии с работами нескольких авторов, деление американских континентов дано по-другому: выделены США и Канада, а все латиноамериканские страны показаны совместно. Это объясняет увеличение добычи и запасов нефти и газа в латиноамериканских странах (благодаря высокому уровню этих показателей в Мексике).

На графике (см. рис. 2) показаны уровни годовой добычи нефти за период 1940—1982 гг. в основных регионах мира и в мире в целом. В 1982 г. мировая добыча нефти составила 2,65 млрд. т, что соответствует 3075 млн. м³ и может быть сопоставлено с 3600 млн. м³, добытыми в 1979 г. Значимость каждого региона в общемировой добыче нефти за 1979—1981 гг. практически не изменилась. Современные изменения в уровнях добычи нефти выражаются в следующем: падение добычи в странах Ближнего Востока, небольшое увеличение ее в других регионах, сохранение на прежнем уровне доли стран Восточной Европы (главным образом СССР) в общемировой добыче нефти. В Азии и странах бассейна Тихого океана некоторое сокращение добычи нефти в Индонезии, связанное с инфляцией, было компенсировано увеличением ее добычи в Индии (морские месторождения Бомбейского свода) и в Малайзии.

В табл. 1 приведены сведения о доказанных извлекаемых запасах нефти (или, лучше, подтвержденных запасах). В целом к концу 1982 г. общемировые запасы нефти составили 91,8 млрд. т (670,2 млрд. баррелей) по данным "Oil and Gas Journal".

Р. Неринг [11] по состоянию на 1.01.81 более высоко оценивает подтвержденные запасы: 109 млрд. т (796 млрд. баррелей). В эти цифры автор включил данные об известных запасах газового конденсата и о запасах конденсата, которые могут быть получены на еще не разрабатываемых месторождениях или благодаря использованию более совершенных методов извлечения.

По региону Северная Америка (США и Канада) иногда приводятся очень высокие

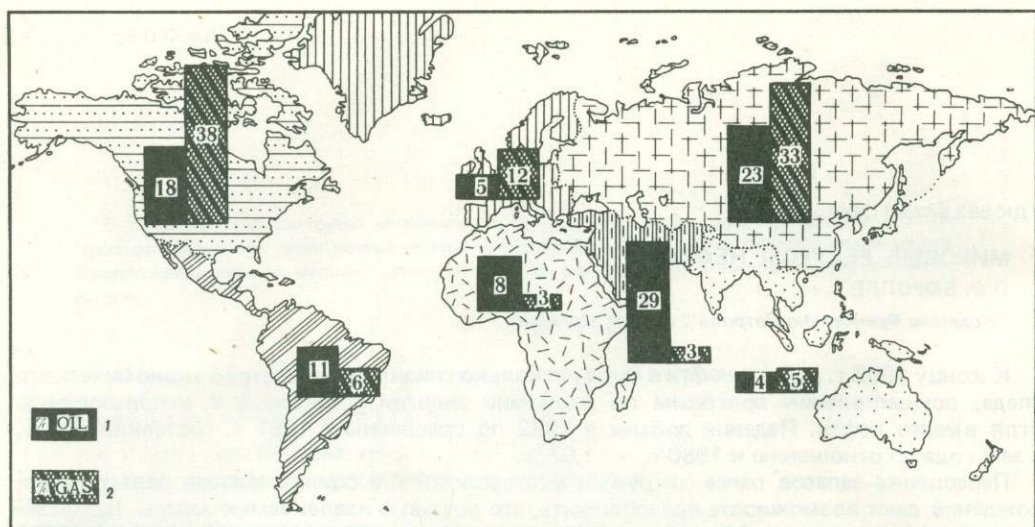


Рис. 1. Распределение добычи нефти и газа в 1981 г. между основными регионами мира (в %) 1 — нефть; 2 — газ

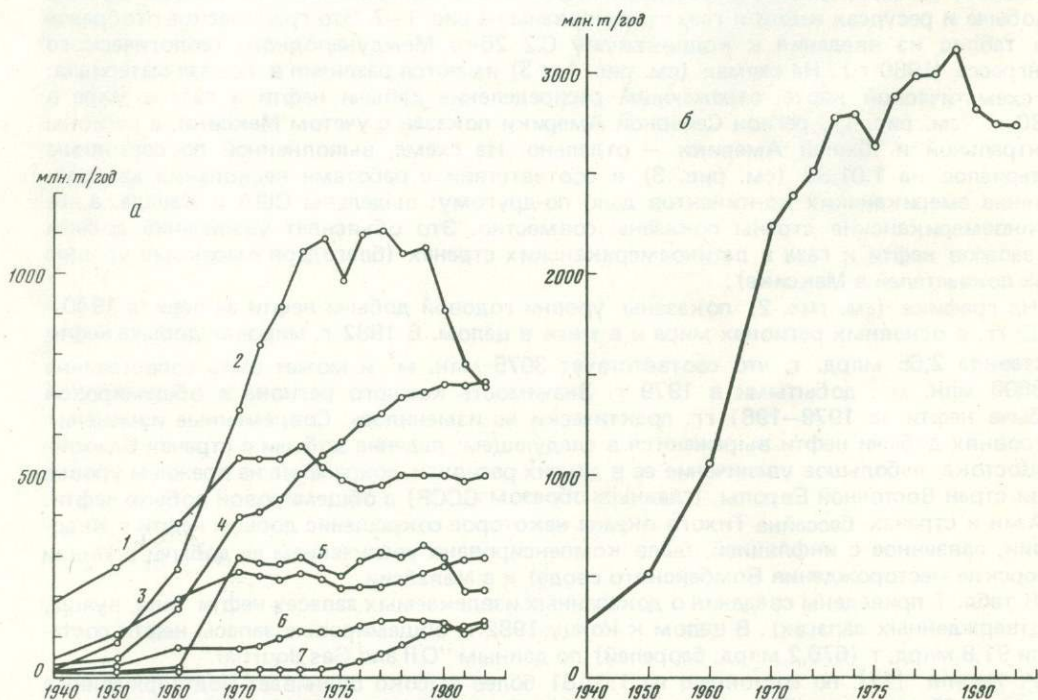


Рис. 2. Изменение уровней годовой добычи нефти за 1940—1982 гг.

а — основные регионы мира: 1 — Северная Америка (США и Канада); 2 — Ближний Восток, 3 — Латинская Америка, 4 — Восточная Европа—СССР—Китай, 5 — Африка, 6 — Азия и страны бассейна Тихого океана, 7 — Западная Европа; б — мир в целом

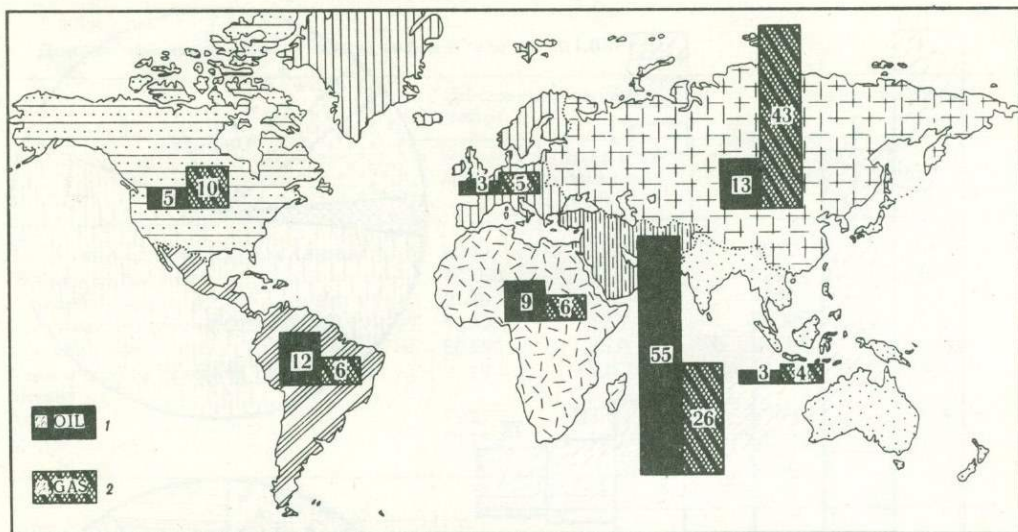


Рис. 3. Распределение доказанных запасов нефти и газа между основными регионами мира по состоянию на 1.01.83 (в %)

1 — нефть; 2 — газ

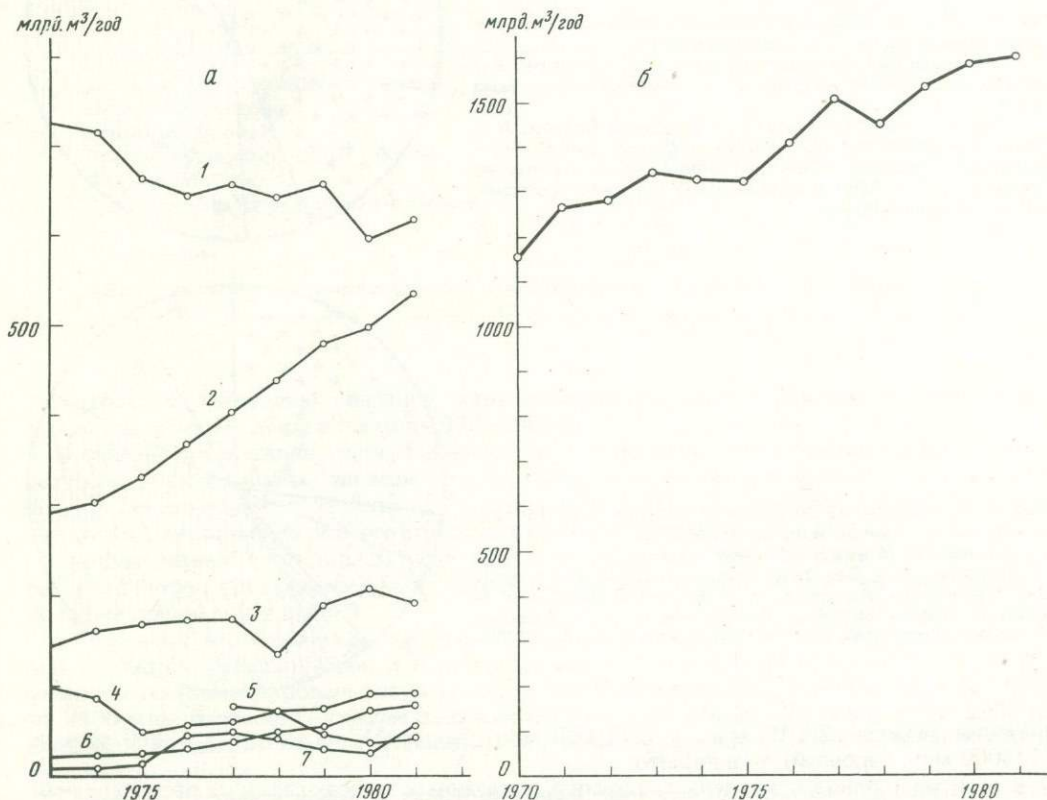


Рис. 4. Изменение уровней годовой добычи газа за 1970—1981 гг.

а — основные регионы мира: 1 — Северная Америка (США и Канада), 2 — Восточная Европа—СССР—Китай, 3 — Западная Европа, 4 — Латинская Америка, 5 — Ближний Восток, 6 — Азия и страны бассейна Тихого океана, 7 — Африка; б — мир в целом

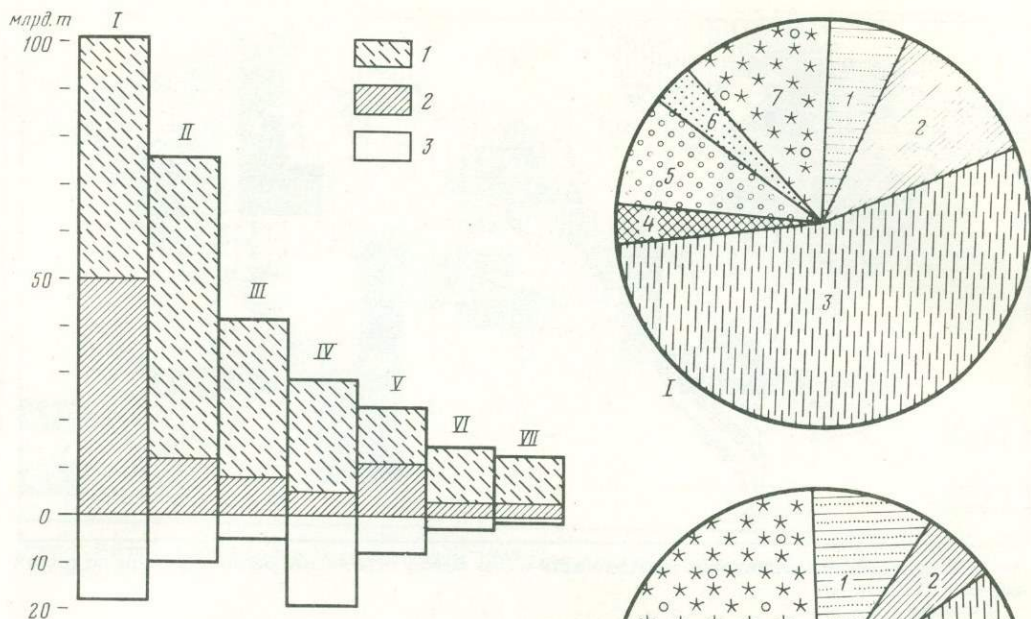


Рис. 5. Распределение начальных извлекаемых ресурсов нефти между основными регионами мира

1 — неразведанные извлекаемые ресурсы нефти; 2 — доказанные запасы нефти; 3 — накопленная добыча нефти

Основные регионы мира: I — Ближний Восток, II — Восточная Европа—СССР—Китай, III — Африка, IV — Северная Америка (США и Канада), V — Латинская Америка, VI — Азия и страны бассейна Тихого океана, VII — Западная Европа

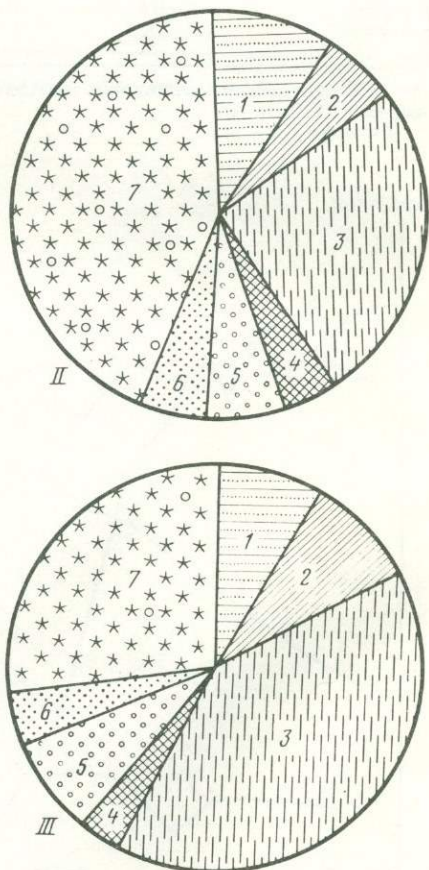


Рис. 6. Распределение доказанных запасов нефти и газа между основными регионами мира (в %)

I — нефть; II — газ; III — нефть + газ

Регионы: 1 — Северная Америка (США и Канада), 2 — Латинская Америка, 3 — Ближний Восток, 4 — Азия и страны бассейна Тихого океана, 5 — Африка, 6 — Западная Европа, 7 — Восточная Европа—СССР—Китай

значения запасов: 28910 млн. т (211 000 млн. баррелей), из которых 23840 млн. т. (174000 млн. баррелей) уже добыто.

В этой же таблице приведены сведения о доказанных запасах газа и их распределении по отдельным регионам. Мировые доказанные запасы газа составляют около 86 трлн. м³ (см. табл. 1).

Графическое отображение размещения доказанных запасов нефти и газа в мире показано на схематической карте (см. рис. 3) и круговых диаграммах (см. рис. 6).

Таблица 1

Доказанные извлекаемые запасы нефти и газа на 1.01.83

Регион	Доказанные запасы нефти		Доказанные запасы газа	
	млн. т	доля в запасах мира, %	млрд. м ³	доля в запасах мира, %
Северная Америка (США и Канада)	5042	5,6	8527	10,0
Латинская Америка	10750	11,7	5290	6,0
Западная Европа	3140	3,4	4440	5,1
Восточная Европа—СССР—Китай	11600	12,7	36388	42,5
Ближний Восток	50590	55,0	21805	25,6
Азия и страны бассейна Тихого океана	2710	3,0	4143	4,4
Африка	7921	8,6	5366	6,4
Мир в целом	91753	100,0	95959	100,0

Таблица 2

Текущие мировые ресурсы нефти на 1. 01. 83

Регион	Текущие ресурсы	
	млрд. т	доля в ресурсах мира, %
Северная Америка (США и Канада)	29,00	13,0
Латинская Америка	22,60	8,0
Западная Европа	13,12	4,0
Восточная Европа — СССР — Китай	75,66	22,7
Ближний Восток	102,22	33,7
Азия и страны бассейна Тихого океана	14,69	4,8
Африка	41,86	13,8
Мир в целом	303,15*	100,0

* Включая 4 млрд. т неразведанных (гипотетических) ресурсов нефти Антарктики.

На рис. 4 приведены графики, характеризующие уровни годовой добычи газа в основных регионах мира в период 1970—1981 гг.

В табл. 2 представлены для сравнения данные по регионам о текущих извлекаемых ресурсах (максимальных запасах) нефти, которые рассчитаны К. Буа [2] с включением величин ее доказанных запасов по состоянию на 1. 01. 83. Текущие ресурсы нефти не включают накопленную добычу этого полезного ископаемого.

На диаграмме (см. рис. 5), где показано распределение начальных извлекаемых ресурсов нефти по регионам мира, отражены в графическом виде и текущие ресурсы, которые приведены в табл. 2.

Даже, если в общем виде эти данные и согласуются друг с другом, по-видимому, они являются завышенными, и я придерживаюсь точки зрения Неринга [11]. По его мнению начальные мировые ресурсы нефти колеблются от 220 до 274 млрд. т (от 1600 до 2400 млн. баррелей), а более высокие величины от 274 до 329 млрд. т (от 2000 до 2400 млн. баррелей) могут быть достигнуты за счет существенных усовершенствований технологии добычи.

Освоение ресурсов нефти и газа в будущем. Как уже публиковалось ранее [7—11], основная часть мировых подтвержденных запасов нефти и газа сосредоточена в нескольких регионах, в общем случае характеризующихся наличием гигантских или сверхгигантских месторождений нефти и газа (см. рис. 7). В будущем освоение запасов обычных месторождений нефти и газа может осуществляться по трем направлениям:

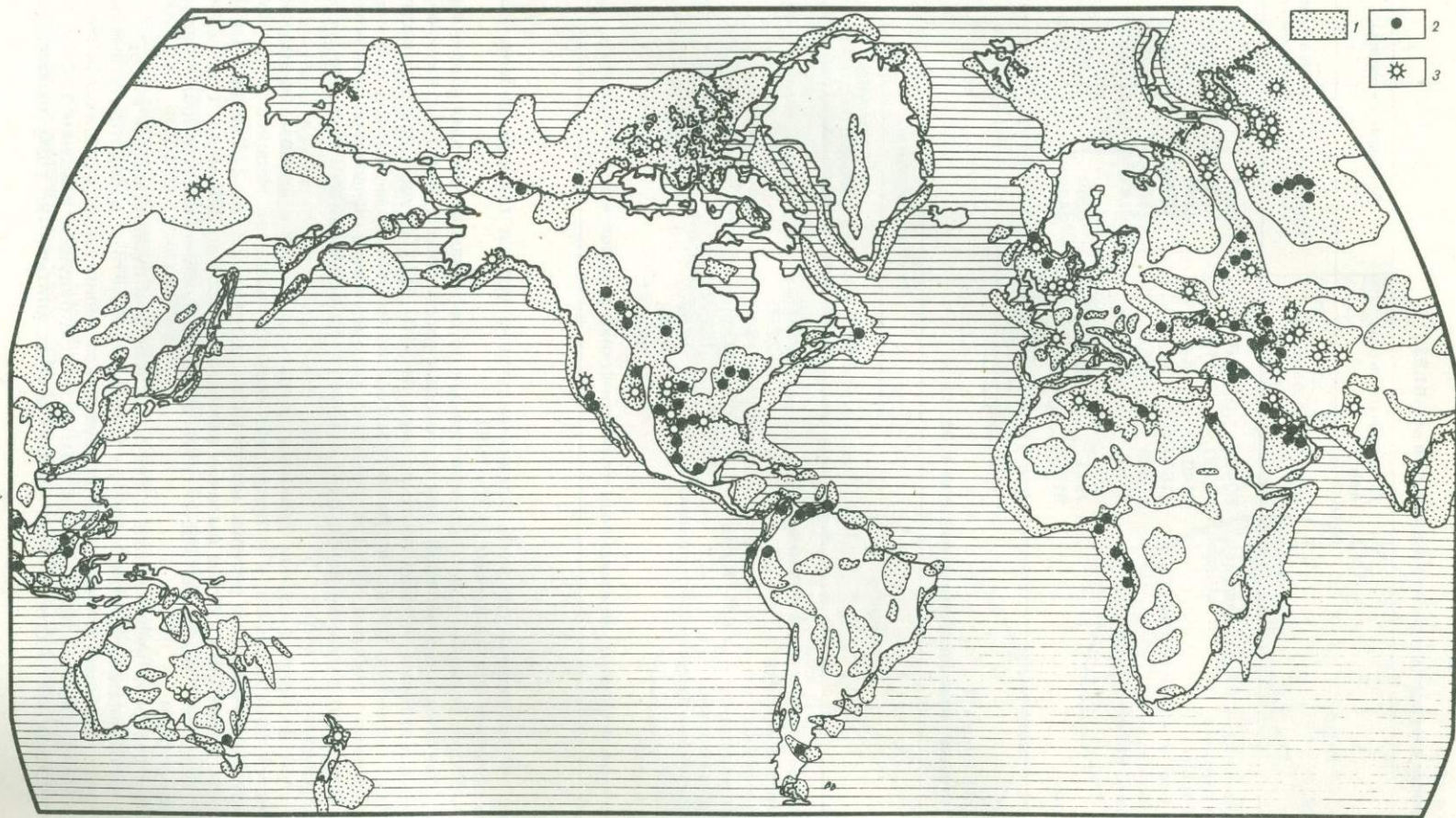


Рис. 7. Размещение бассейнов осадочных пород, с которыми связаны или могут быть связаны месторождения нефти и газа
 1 — зоны распространения осадочных пород; 2-3 — наиболее крупные месторождения: 2 — нефти, 3 — газа

открытие новых районов размещения месторождений нефти и газа; открытие новых месторождений в уже известных районах; внедрение более совершенных методов технологии добычи нефти.

Неразведанных бассейнов осталось мало. Очень немногие из них могут быть представлены бассейнами внутриплатформенного типа, которые не известны сегодня или изучены только предварительно. В большинстве случаев в бассейнах подобного типа не встречаются гигантские месторождения. Они характеризуются развитием месторождений с мелкими и средними запасами. Тип внутриплатформенных бассейнов – синеклиза, обычно сложенная палеозойскими породами; некоторые из подобных бассейнов могут быть выявлены в Сибири или Китае, их наличие возможно в пределах платформенных частей Южной Америки. Несколько новых платформенных бассейнов типа грабенов может быть открыто в Африке или Южной Америке. Освоение бассейнов в пределах Чада начнется тогда, когда внутреннее политическое положение это позволит; в будущем, по-видимому, будет осуществляться добыча нефти и газа в Судане.

В течение длительного времени гигантские месторождения выявляли в зонах предгорных прогибов (Персидский залив, бассейн Альберта, оба склона Урала и др.). Новый бассейн подобного типа может быть открыт в Сибири, однако вероятность такого открытия очень мала.

В уже известных районах могут быть найдены небольшие по запасам месторождения, в частности неструктурного типа, и глубокопогруженные месторождения в поднадвиговых зонах (в Южной Америке, США, Канаде, Мексике, Аквитанском бассейне во Франции, в пределах складчатых поясов в Германии или в Карпатах, Бирме и Таиланде и др.). Только в пределах Ближнего Востока можно ждать открытия месторождений-гигантов (в Ираке и Саудовской Аравии), а также – более мелких по запасам месторождений в акватории Персидского залива.

В течение последних 20 лет активно исследовались континентальные окраины, и к настоящему времени в пределах многих из них разрабатываются месторождения нефти и газа. Отдельные открытия месторождений могут быть в пределах прибрежной полосы Африки, восточного побережья Северной Америки; на шельфах, окружающих Австралию, также можно выявить месторождения, в частности газовые. В настоящее время выделяются 4 крупные зоны, с которыми связываются основные перспективы открытия новых месторождений: северная окраина Северной Америки и Евразии вдоль Северного Ледовитого океана (для освоения ресурсов нефти и газа этой зоны необходимо внедрить очень сложную и дорогостоящую технологию); северная акватория Норвегии; континентальный шельф Китая (недавно открытый для проведения разведочных работ) и континентальная окраина Индии. В этой последней зоне уже разрабатываются месторождения (в частности, в районе Бомбейского свода), но могут быть открыты и новые.

В бассейнах, приуроченных к активным окраинам континентов, перспективы открытия новых месторождений связываются со следующими зонами: западной прибрежной зоной США (интересны последние разработки в Калифорнии), Карибским регионом, п-вом Аляска, Индонезией, Бирмой, Малайзией. За исключением единичных случаев, в бассейнах данного типа могут быть открыты месторождения с мелкими и средними запасами, но это не может привести к существенному вкладу в ресурсы нефти и газа.

Наиболее важный вклад в увеличение мировых нефтяных ресурсов может быть внесен применением более прогрессивной технологии добычи нефти. Как подчеркивает Неринг [11], это единственный путь достигнуть уровня ресурсов нефти выше чем 274 млрд. т (2000 млрд. баррелей). Применение методов, увеличивающих коэффициент нефтеотдачи и способствующих реабилитации истощенных месторождений, может привести к увеличению запасов тяжелых нефтей среднего качества.

Таким образом, по нашему мнению, к началу XXI в. усилия должны быть направлены на совершенствование технологии добычи нефти в противовес направлению, связанному с открытием многих новых бассейнов, за исключением исследований, которые могут привести через некоторое время к открытию морских месторождений нефти и газа. Многочисленные мелкие и средние по запасам месторождения можно выявить в разведанных бассейнах благодаря постоянно совершенствованию методов исследования: в технологии проведения сейсмических работ и в переработке сырья, в создании новых геологических концепций в седиментологии, тектонике, петрологии коллекторов и т.п. Конец XX столетия ознаменуется большими достижениями в науке.

ЛИТЕРАТУРА

1. Bois C., Bouche P., Pelet P. Histoire géologique et répartition des réserves d'hydrocarbures dans le monde. — In: 26^e CGI Colloque C2. P., 1980, p. 273—298.
2. Bois C. Réserves, ressources et disponibilités mondiales en hydrocarbures. — Rev. Inst. Franc. Pétrole, 1982, vol. 37, N 2, p. 135—148.
3. Burollet P.F., Ziegler V. Introduction générale. — In: 26^e CGI Colloque C2. P., 1980, p. 179—198.
4. Erdman J.G., Petty D.G. The future of petroleum as an energy resource. — In: 26^e CGI Colloque C2. P., 1980, p. 199—214.
5. Grenon M. World oil resources assessment and potential for the 21st century. — In: US Geol. Surv. Intern. Resour. Symp., Oct. 1979, Reston (Va). Reston, 1979.
6. International petroleum encyclopedia, 1982.
7. Halbouty M.T., Moody J.D. World ultimate reserves of crude oil. — In: Proc. World Petrol. Conf. 10th. Buc., 1979.
8. Klemme H.D. Giant oil fields related to their geologic setting: A possible guide to exploration. — Bull. Canad. Petrol. Geol., 1975, vol. 23, N 1, p. 30—36.
9. Klemme H.D. The geology of future petroleum resources. — In: 26^e CGI Colloque C2. P., 1980, p. 337—349.
10. Nehring R. Giant oil fields and world oil resources: Rep. N R2284 CIA—The Rand Corp. Santa Monica (Cal.), 1978. 162 p.
11. Nehring R. Prospects for conventional world oil resources. — Annu. Rev. Energy, 1982, N 7, p. 175—200.
12. Oil and Gas J., 1982, dec.
13. St. John B. Sedimentary basins of the world and giant hydrocarbon accumulations. AAPG US, 1980.
14. Wanecq F. L'évolution des réserves de pétrole brut: Perspectives à long terme. — Rev. Energie, 1982, N 349, p. 947—972.

УДК 553.93/96.04 (100)

РЕСУРСЫ УГЛЕЙ МИРА

А.К. МАТВЕЕВ

Московский государственный университет, Москва, СССР

В.С. БОРИСОВ

*Научно-производственное объединение "Союзуглегеология"
Министерства угольной промышленности СССР, Москва, СССР*

Н.Г. ЖЕЛЕЗНОВА

*Всесоюзный научно-исследовательский институт геологии зарубежных стран
Министерства геологии СССР, Москва, СССР*

В.Р. КЛЕР

Институт литосферы АН СССР, Москва, СССР

Ю.Р. МАЗОР

Московский государственный университет, Москва, СССР

К.В. МИРОНОВ

*Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых
при Совете Министров СССР, Москва, СССР*

В.Ф. ЧЕРЕПОВСКИЙ

Министерство геологии СССР, Москва, СССР

Ископаемые угли в настоящее время и в перспективе остаются одним из основных энергетических источников, что предопределено обширными их природными ресурсами, существенно превышающими ресурсы других освоенных видов топлива. В связи с этим роль оценок ресурсов углей возрастает. Задача настоящего доклада — дать обзор и анализ состояния, учета ресурсов и предложения по совершенствованию их оценки в масштабе земного шара.

Развитие оценок угольных ресурсов мира. Первая общая оценка мировых ресурсов углей произведена в 1913 г. к XII сессии Международного геологического конгресса (МГК), когда основными угледобывающими странами по единым параметрам были оценены ресурсы каменных углей до глубины 1800 м, бурых — 1200 м в пластах мощностью соответственно более 0,3 и 0,6 м с подразделением их на действительные, вероят-

ные и возможные [15]. Общее количество ресурсов углей мира было определено в 7397,55 млрд. т. Выполненные после 1913 г. широкие геологические исследования привели к открытию новых, а также увеличению глубины и площади разведки известных бассейнов и месторождений. В эти годы в геологической литературе публиковались сведения об изменениях в запасах, но их подсчеты осуществлялись на основе параметров, отличавшихся от принятых в 1913 г., как правило, в сторону уменьшения глубин подсчета и повышения минимальной мощности пласта до 0,5–2 м с учетом технологии добычи и экономических критериев. В последующие годы наращивание цифр мировых ресурсов в основном происходило за счет прироста разведанных запасов. Корректировки, вносимые в общую перспективную оценку ресурсов углей, были несущественными. Так, оценка величины мировых ресурсов по материалам XVII сессии МГК в 1937 г. (7916 млрд. т), несмотря на существенное повышение геологической изученности, возросла по сравнению с 1913 г. всего на 7%.

В 50–60-х годах текущего столетия в связи с резким возрастанием добычи нефти и газа доля угля в топливно-энергетическом балансе большинства стран резко снизилась, и в оценке ресурсов угля главенствующее значение приобрели экономические факторы. В связи с этим значительно ужесточились требования к мощности и строению угольных пластов, условиям их залегания, качеству угля, повысились требования к достоверности запасов и экономике их разработки. В результате к 1957 г. общая величина учитываемых мировых ресурсов углей уменьшилась по сравнению с 1913 г. на 2400 млрд. т (32%), в основном за счет корректировки данных по регионам США и Канады. В 1958 г. оценка мировых ресурсов углей резко возросла в связи с произведенным подсчетом прогнозных ресурсов угля на территории СССР, оцененным по нормативам, близким и принятым на XII и XVII сессиях МГК, в количестве 7,5 трлн.т.

В 70–80-х годах энергетический кризис обусловил ослабление нормативов конъюнктурных оценок и их сближение с общими геологическими оценками по международным параметрам (см. Приложение 3). Однако единства принципов подсчета и учета ресурсов углей не было достигнуто, и оценки мировых ресурсов углей последних лет являются суммой исторически сложившихся их оценок в разных странах, выполненных по различным нормативам и принципам группировки по разведанности и экономической значимости, трудно сопоставимых между собой. В то же время при значительных вариациях таких оценок результаты их в наиболее крупных регионах достаточно стабильны. Так, общие ресурсы углей США в 1913 г. оценивались в 3,8 трлн. т, в 1928–39 гг. — 3,5 трлн. т, к 1947 г. — 3,4 трлн.т, к 1967 г. — 2,9 трлн.т и к 1974 г. — 3,6 трлн.т. Ресурсы углей СССР по уточненным в 1968 и 1978 гг. результатам подсчета находятся на уровне 6,8 трлн.т; официальная величина ресурсов, опубликованная статистическим управлением КНР, составляет около 1500 млрд.т, имеются еще три оценки — до 9000 млрд.т. [1,10].

Классификация ресурсов и запасов углей. Для оценки ресурсов и запасов ископаемых углей в различных странах используются около 60 различных классификаций, которые по назначению могут быть разделены на предназначенные для разведанных и осваиваемых месторождений и для статистического учета запасов и ресурсов углей по странам, регионам и миру в целом. Первые официально приняты в некоторых странах или группах стран. Вторые выдвигаются отдельными исследователями и международными организациями. В известной мере те и другие классификации наследуют трехчленное деление запасов и ресурсов по достоверности их оценки, получившие международное признание применительно к углям при оценке их ресурсов к XII сессии МГК. Дальнейшее развитие классификаций в различных странах происходило как по линии более дробного подразделения ресурсов (запасов) по степени достоверности и изученности, так и в направлении выделения в них групп по экономической значимости. До 1958 г. для оценки количества угля в недрах принимался во всех случаях термин "запасы". С 1958 г. Ф. Блонделем и С. Ласки [7] предложено в понятии "запасы" (reserves) учитывать признаки технико-экономического характера и относить к запасам уголь, пригодный для использования как по условиям достоверности определения его количества и качества, так и по стоимости, ценам и технологии разработок. Для остальной части оцененного количества угля был предложен термин "ресурсы" с выделением в них трех групп: "маргинальной" — ресурсов на границе рентабельности, "субмаргинальной" — за пределами рентабельности и "латентной" — скрытых ресурсов [14]. Развитие этого принципа привело к созданию ряда близких по принципам, но

Сопоставление классификаций ресурсов твердых полезных ископаемых некоторых стран

Ресурсы		США		Канада	
Общие ресурсы	Установленные	Рентабельные	Измеренные	Доказанные	1 А
			Вычисленные Предполагаемые		2 А
		Субрентабельные	Измеренные	Доказанные	1 ВС
			Вычисленные Предполагаемые		2 ВС
	Неустановленные	Рентабельные	Гипотетические Умозрительные	3 А 4 А	
		Субрентабельные	Гипотетические Умозрительные	3 ВС 4 ВС	

различных по терминологии и содержанию параметров классификаций, опубликованных в материалах мировых энергетических конференций, горных конгрессов и симпозиумов и отдельными исследователями (таблица). Единой международной классификации, позволяющей однозначно оценивать имеющуюся и постоянно нарастающую информацию о ресурсах углей, пока не создано.

Вопрос о разработке единой методологии и системы статистического учета минеральных ресурсов неоднократно рассматривался Экономическим и социальным советом (ЭКОСОС) ООН. Шестой сессией Комитета по природным ресурсам ЭКОСОС ООН (Анкара, 1979) была одобрена принципиальная схема Международной классификации минеральных ресурсов как основы для унификации методов количественной оценки на всех этапах изучения таких ресурсов при совместности ее положений с национальными классификациями запасов полезных ископаемых. Указанной схемой в составе общих ресурсов (total resources) предусмотрено выделение трех категорий по степени изученности и оценки достоверности с выделением общих (R-1, R-2, R-3) и извлекаемых (r-1, r-2, r-3) ресурсов (рисунок). К категории R-1 предложено относить ресурсы известных месторождений, изученные с детальностью, позволяющей установить условия залегания, размеры, форму и основные качественные характеристики. Величина погрешности оценок не должна превышать $\pm 50\%$. Оценки предназначены для планирования горноэксплуатационных работ. Категория R = 2 рекомендована для подсчета ресурсов также на известных месторождениях, однако оценка по ней является предварительной и осуществляется на основе аналогии с более детально изученными месторождениями по геологическим данным и результатам вскрытия полезных ископаемых в отдельных точках. Погрешность оценки запасов может быть более 50%. Оценки используются для дальнейшего развития геологоразведочных работ. К категории R-3 рекомендовано относить ресурсы еще невыявленных месторождений известных промышленных типов, которые могут быть выявлены в обозримой перспективе. Ресурсы прогнозируются и оцениваются на основе общих геологических представлений, геофизических и геохимических данных, аналогии с изученными месторождениями и площадями, с помощью статистических методов. В связи с высокой степенью неопределенности оценки рекомендовано производить в диапазоне значений их минимальных и максимальных величин. Назначение категории — характеристика возможностей для развития поисковых работ.

По экономической целесообразности освоения на период оценки в категориях R-1 и R-2 выделяются ресурсы E (балансовые, экономические) — их использование может считаться экономически целесообразным при данном уровне развития производительных сил и при сложившихся социально-политических условиях; S (забалансовые,

Франция		ФРГ		СССР		
Рентабельные	a_1	Промышленные	A + B	Балансовые	Разведанные	A + B иногда C_1
	v_1 c_1		C_1 C_2			Предварительно оцененные
Нерентабельные	a_2	Потенциальные	a + b	Забалансовые	Разведанные	A + B иногда C_1
	v_2 c_2		c_1 c_2			Предварительно оцененные
Не выделяются		Прогнозные		Прогнозные	Прогнозные	P_1 P_2 P_3

субэкономические) — все прочие ресурсы, использование которых представляется возможным в обозримой перспективе. Для ресурсов R-1-S предусматривается выделение маргинальных ресурсов, вовлечение которых в хозяйственный оборот может оказаться целесообразным в ближайшие годы (R-1-M). Для выделения категорий в классификации приведены аналогичные или близкие термины, применяемые в разных странах:

- R-1 — разведанные, established, demonstrated, reasonable, assured.
- R-2 — предварительно оцененные, inferred, estimated, additional, possible.
- R-3 — прогнозные, potential, undiscovered, hypothetical, speculative.

Методологические принципы оценки ресурсов углей последних лет [9, 16] в ряде случаев близки к положениям приведенной схемы международной классификации. В статистических сводках многих стран проводится подразделение на "Резервы" (запасы) и "Ресурсы", приводятся цифры доказанных запасов (R-1) и дополнительных ресурсов с выделением в последних ресурсов на территориях с доказанной угленосностью (R-2). Выделяются также запасы, пригодные для освоения при современном технико-экономическом уровне, и извлекаемые запасы и ресурсы. Учет ведется отдельно для антрацитов и битуминозных углей, суббитуминозных углей и лигнитов. Ресурсы оценены в натуральном и условном топливе. Но параметры оценки не регламентируются, они принимаются в соответствии с фактическими данными оценок и изменяются в широких пределах. Для подсчета запасов и ресурсов на конкретных месторождениях, а также их учета в пределах отдельных стран используются более дробные национальные классификации. Примером классификации такого типа является классификация запасов и ресурсов твердых полезных ископаемых СССР, предусматривающая выделение трех категорий разведанных запасов (A, B, C_1), одной категории предварительно оцененных запасов (C_2) и трех категорий прогнозных ресурсов. В странах-членах СЭВ оценка ресурсов осуществлялась по аналогичным принципам с выделением по степени разведанности разведанных запасов (категории A+B+ C_1), предварительно оцененных C_2 и прогнозных I, II, III групп, а также двух групп по экономическому значению (кондиционных и некондиционных); разведанные запасы подразделены дополнительно по степени освоения на запасы действующих и строящихся предприятий, резервные и прочие участки.

Современное состояние ресурсов и запасов углей мира. Общие геологические ресурсы углей мира оцениваются различными исследователями [2-17] в широком диапазоне — 10-30 трлн.т (в натуральном выражении). В настоящем докладе произведено обобщение количественных оценок ресурсов углей согласно имеющимся материалам статистического учета и опубликованным по состоянию на 1982 г. данным 75 стр.ч, из

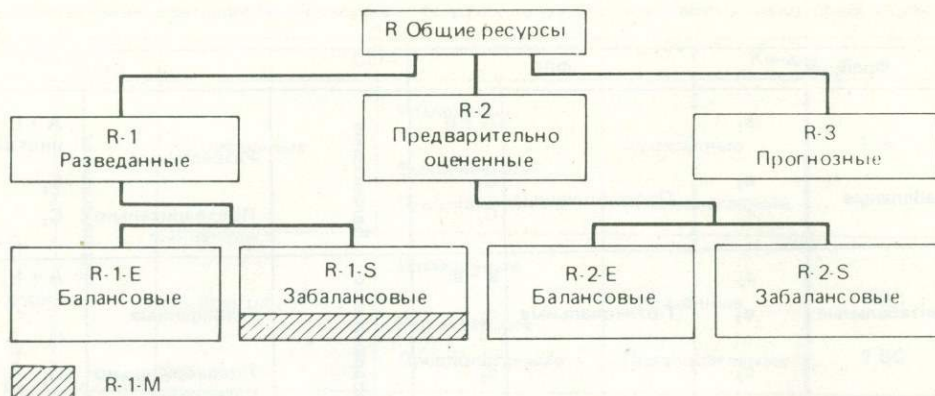


Схема международной классификации минеральных ресурсов
R-1-M — ресурсы на грани кондиционности (маргинальные)

которых в 60 ведется коммерческая добыча угля. В основу обобщения положены оценки ресурсов и запасов, опубликованные в официальных документах ряда стран (наиболее полные в СССР, США, Канаде, ФРГ, Великобритании, ПНР, Индии), в сводках мировых энергетических конференций (МИРЭК), в работах [10 и 11] и помещенных в журналах "World Coal", "Глюкауф" последних лет; для некоторых стран, по которым официальные данные о ресурсах углей отсутствовали, использованы авторские оценки, содержащиеся в статьях различных исследователей.

Суммарное количество общих ресурсов (total resources) углей согласно имеющимся на 1982 г. опубликованным материалам (Приложение 1) определилось в 14,8 трлн.т (в натуральном топливе), из них 95% (14,1 трлн.т) сосредоточено в 10 странах: СССР, США, КНР, Австралии, Канаде, ФРГ, ЮАР, Великобритании, ПНР и Индии. Полнота и принципы оценки ресурсов в использованных материалах по странам неидентичны, что обусловлено различной изученностью угленосных формаций, различными полнотой и параметрами прогнозирования и неодинаковым экономическим подходом к ресурсам и запасам — в одних странах учтены только разведанные запасы, в других в оценку включены экономические и субэкономические ресурсы, в некоторых учтены все угли, в том числе не имеющие в обозримом будущем экономического значения. Оценка ресурсов произведена до предельных глубин: 300—2000 м при предельных мощностях 0,3—2 м, однако в 8 ведущих странах, содержащих 85% учтенных ресурсов, оценка достаточно полна, сопоставима и произведена до предельной глубины 1800 м при предельной мощности угольных пластов 0,5 м. Одновременно с этим в Африке, Южной Америке, Австралии и некоторых странах Азии учтены в основном разведанные и предварительно оцененные запасы углей без широкого прогнозирования на глубину и по неразведанным площадям.

В приведенном в Приложении 2 распределении мировых ресурсов углей по континентам произведено ориентировочное исчисление их в пересчете на условное топливо. При этом по большинству стран пересчет ресурсов углей в условное топливо произведен по усредненным калорийным эквивалентам, принятым в сводке МИРЭК-11: для антрацитов, каменных (битуминозных) углей — 1; плотных бурых (суббитуминозных) углей — 0,6—0,78; мягких бурых углей (лигнитов) — 0,3—0,5. По СССР и некоторым странам ресурсы в условном топливе даны пересчетом по фактической удельной теплоте сгорания углей по маркам, бассейнам и месторождениям. Использованные величины эквивалентов весьма ориентировочны и для каменных углей несколько завышены. Так, для СССР фактическое среднее значение эквивалента для каменных углей определено в 0,86 против 1,0, принятой при подсчетах МИРЭК-11.

Сопоставление данных о мировых ресурсах углей по имеющимся на 1982 г. опубликованным материалам с результатами оценок прежних лет приведено в Приложении 3.

Произведенная по имеющимся на 1982 г. данным оценка мировых ресурсов углей (14,8 трлн.т, 12,0 трлн.т у.т.) является приближенной и явно заниженной. При прогнозе

ных оценках во многих случаях не учтена геологическая информация о возможностях существенного расширения площадей развития угленосных формаций и масштабах углеобразования. Существенные неточности и ошибки подсчетов являются также следствием отсутствия единого методологического подхода в прогнозировании и геолого-экономической оценке сырьевых ресурсов.

Рекомендации по дальнейшим оценкам ресурсов и запасов углей мира. В целях совершенствования и унификации оценок ресурсов углей стран, континентов и мира авторы доклада вносят предложения.

1. Провести в 1984—1988 гг. к XXVIII МГК подсчет мировых ресурсов угля по единым нормативам. Просить XXVII МГК и МСГН создать временную международную комиссию по подсчету мировых ресурсов угля, поручив ей разработку принципов и параметров подсчета и его организацию.

2. Для обсуждения предлагаются следующие основные принципы и параметры такого подсчета.

Учет запасов и ресурсов производить с разделением углей на 4 типа по качеству: I — антрациты (включая тощие угли по европейским классификациям); II — спекающиеся каменные (битуминозные) угли; III — неспекающиеся каменные угли с высоким выходом летучих веществ и плотные бурые (суббитуминозные) угли; IV — мягкие бурые угли (лигниты). Оценку ресурсов и запасов производить в условном и натуральном топливе, применив для пересчетов коэффициенты отдельно по бассейнам и маркам углей.

Разделение ресурсов по степени достоверности (разведанности) произвести по категориям, объединенным в 3 группы: R-1, R-2, R-3 в соответствии с рекомендациями VI сессии КНР ЭКОСОС ООН. По экономическому значению в группах R-1 и R-2 выделять подгруппы: экономические (балансовые), субэкономические (забалансовые).

Параметры учета разведанных (группы R-1) и предварительно оцененных (группы R-2) запасов принять в соответствии с нормативами, принятыми в странах.

Предельную глубину оценки прогнозных ресурсов (группы R-3) принять для антрацитов и битуминозных углей — 1800 м, для суббитуминозных углей — 600 м, лигнитов — 300 м с выделением запасов и ресурсов антрацитов, битуминозных и суббитуминозных углей по интервалам глубин через 300 м. В бассейнах, где разведываются запасы углей на больших глубинах, а также при отсутствии достаточной информации на глубину подсчет запасов и прогнозную оценку производить в соответствии с фактическими данными с обязательным использованием интервалов оценки по глубинам, кратным 300 м.

Предельную мощность для прогнозирования общих ресурсов принять для антрацитов и битуминозных углей — 0,5 м, суббитуминозных углей — 0,7 м, лигнитов — 1,0 м. В странах, где запасы углей разведываются и оцениваются при меньших мощностях, оценку производить в соответствии с национальными параметрами.

Все ресурсы оценивать в недрах (in situ). Оценку извлекаемых ресурсов не производить, так как фактор извлечения может быть применен только к углям, вовлекаемым в промышленное освоение запасов, и существенно зависит от конъюнктуры добычи и использования угля.

Применение предложенных выше параметров позволит унифицировать все типы производимых подсчетов и использовать проводимые конъюнктурные и специальные оценки как составную часть оценки общих ресурсов угля мира.

ЛИТЕРАТУРА

1. Баженов И.И., Леоненко И.А., Харченко А.К. Угольная промышленность Китайской Народной Республики. М.: Госгортехиздат, 1959.
2. Железнова Н.Г., Матвеев А.К. Мировые запасы углей. — Сов. геология, 1973, № 1.
3. Железнова Н.Г., Кузнецов Ю.Я., Матвеев А.К. Промышленные перспективы угленосных формаций различного возраста. — В кн.: Тр. VIII Междунар. конгр. по стратиграфии карбона. М.: Наука, 1975, т. 5.
4. Запасы углей стран Мира /Н.Г. Железнова, Ю.Я. Кузнецов, А.К. Матвеев, В.Ф. Череповский. М.: Недра, 1983.
5. Мельников Н.В. Топливо-энергетические ресурсы капиталистических и развивающихся стран. М.: Недра, 1978.
6. Averitt P. Coal Resources of the United States, January 1, 1974. — Geological Survey Bulletin, 1975, N 1412.
7. Blondel F., Lasky G.S. Mineral Reserves and Mineral Resources. — Econom. Geol., 1956, N 51.

8. *Fettweis G.B.* Weltkohlenvorräte. Bergbau, Rohstoffe, Energie, Bd. 12. Essen, 1976.
9. *Fettweis, Günter B.* World Coal Resources. Amsterdam—Oxford—New York.
10. *Harnisch H., Gloria H.G.* Energiewirtschaft der Volksrepublik China. Essen. Verlag Glückauf, 1973.
11. *Lardinois P.* Les réserves Mondiales de combustibles minéraux solides. Annales de Mines, Belgique, 1958, N 2.
12. *Matveev A.K.* Distribution and Resources of World Coal. Coal Exploration. Proc. of the first Internat. Coal Exploration Symposium. London, 1976.
13. *Meadows H.D.* The Limits to Growth. A Report for the Club of Rome's Project on the Predicament of Mankind. New York, 1972.
14. Rapport de la X Conférence Mondiale de l'Énergie. 1977. Istanbul, 1978.
15. Twelfth International Geological Congress. The Coal Resources of the World. Toronto, Canada, 1913, 3 v. Morang a.Co.
16. Survey of Energy Resources 1980, II WEC Munich, 1980.
17. World Coal. 1976; 1979; 1981. Вып. 5, N 11.

Приложение 1

Ресурсы и запасы углей мира

(статистический учет опубликованных данных на 1982 г.)

Страна и год публикации принятых данных	Тип угля	Общие ресурсы (в млн.т)	Запасы (в млн. т)		Предельные значения параметров подсчета ресурсов (в м)		Группа источников
			общие	разведанные	глубина	мощность пластов	
1	2	3	4	5	6	7	8
Европа							
Австрия, 1978	Все	290	142	132			V, V, V
	Кам.	10	10	—			V, V
	Бур.	280	132	132	250	2,0	V, V, V
Албания	Бур.	44 (?)	44 (?)	29 (?)	V, V, V
Бельгия	Кам.	11000	3287	670	1500	1,0	V, I, I
	Все	9600	5070	4500			IV, II, II
Болгария, 1980, 1968	Кам.	2200	70	50	1800	0,8	IV, II, II
	Бур.	7400	5000	4450	300	1,0	IV, II, II
Великобритания, 1977	Все	189 500	163 215	89 875			II, II, II
	Кам.	189 100	162 815	89 875	1200	0,6	II, II, II
Венгрия, 1980	Бур.	400	400	—	II, II
	Все	19 700	4230	1850			II, II, II
	Кам.	3800	380	130	1800	0,5	II, II, II
	Бур.	15 900	3850	1720	600	0,7	IV, II, II
ГДР, 1980	Все	49 060	18 000	7500			IV, V, IV
	Кам.	IV, V, IV
	Бур.	49 000	18 000	7500	300	2,0	IV, V, IV
	Бур.	4750	3750	1750	V, I, I
Греция, 1976	Бур.	60	60	50	V, V, V
Дания	Кам.	95	55	20	300	0,3	I, I, I
Ирландия	Все	13 318	3365	2785			V, V, V
	Кам.	3803	2400	1820	800	0,5	V, V, V
Испания	Бур.	4515	965	965	800 (?)	0,5 (?)	V, V, V
	Все	1250	145	110			I, III, I
Италия	Кам.	490	—	—	I
	Бур.	760	145	110	150	3,0	I, III, I
Нидерланды	Кам.	4400	3705	3705	1200	1,0	V, V, V
Норвегия	Кам.	8000	414	75	600	0,60 (?)	V, V, V
Польша, 1980	Все	173 900	71 800	24 960			IV, II, II
	Кам.	150 600	61 500	21 650	1800	0,8	IV, II, II
	Бур.	23 300	10 300	3310	300		IV, II, II

Приложение 1 (продолжение)

1	2	3	4	5	6	7	8
Португалия	Все	60	47	42			I, I, I
	Кам.	25	12	7	600	1,0	I, I, I
	Бур.	35	35	35	120	1,0	I, I, I
Румыния	Все	14 000	4700				IV, IV
	Кам.	2000	1300	...			IV, IV
	Бур.	12 000	3400	...			IV, IV
СССР европейская часть, 1980	Все	473 040	97 480	76 020			II, II, II
	Кам.	377 390	85 290	66 260	1800	0,5	II, II, II
	Бур.	95 650	12 190	9760	300	0,7	II, II, II
СССР в целом	Все	680 6270	419 220	280 630			II, II, II
	Кам.	4 649 210	258 540	171 080	1800	0,5	II, II, II
	Бур.	2 157 060	160 680	109 550	600	0,7	II, II, II
Чехословакия, 1980	Все	28 030	11 300	5300			IV, II, II
	Кам.	13 630	5430	1700	1800	0,5	IV, II, II
	Бур.	14 400	5870	3600	600	0,7	IV, II, II
Франция	Все	31 000	11 400	1405			V, V, V
	Кам.	21 000	9400	1310	1300	...	V, V, V
	Бур.	10 000	2000	95	650	...	V, V, V
ФРГ	Все	287 000	160 000	84 000			II, II, II
	Кам.	227 000	100 000	44 000	2000	0,3	II, II, II
	Бур.	60 000	60 000	40 000	600	2,0	II, II, II
Швеция, 1978	Кам.	90	90	90	200	0,5	II, II, II
Югославия	Все	28 400	18 040	12 900			II, II, II
	Кам.	200	130	80	II, II, II
	Бур.	28 200	17 910	12 820	II, II, II
Азия							
Афганистан, 1965	Кам.	512	112	20	250	0,8	I, I, I
Бангладеш, 1978	Кам.	1650	1650	820	1150	0,7	V, V, V
Бирма	Все	600	385	9	V, V, V
	Кам.	120	120	4	V, V, V
	Бур.	480	265	5	V, V, V
СРВ	Все	57 000	3738	2354			IV, V, V
	Кам.	20 000	3577	2310			IV, V, V
	Бур.	37 000	151	44			IV, V, V
Индия	Все	114 784	113 342	22 742			II, II, II
	Кам.	111 877	111 067	20 738	1200	0,5	II, II, II
	Бур.	2907	2285	2004	600	1,2	II, II, II
Индонезия, 1979, 1982	Все	19 054	18065	673			I, V, V
	Кам.	845	500	13	500	20	I, V, V
	Бур.	18 209	17565	660	100	2,0	I, V, V
Иран	Кам.	4600	733	385	300	0,5	I, V, V
	Кам.	(20000)	—	—	V
КНР	Все	1465 500	592 500	102 000	III, I, II
	Кам.	1425 000	552 000	99 000	III, I, II
	Бур.	40 500	40 500	3000	III, I, II
КНДР	Все	11 930	7300	2300	I, V, V
	Кам.	7930	4700	2000	I, V, V
	Бур.	4000	2500	300	I, V, V
Южная Корея, 1978	Все	1455	1236	182			I, I, I
	Кам.	1450	1231	182	1700	0,5	I, I, I
	Бур.	5	5	—	I, I
Монголия, 1980	Все	26 790	4300	2440			II, II, II
	Кам.	16 680	2970	1450			II, II, II
	Бур.	10 110	1330	990			II, II, II
Малайзия	Все	427	87	30			I, V, V
	Кам.	250	30	20	I, V, V
	Бур.	177	57	10	I, V, V
Пакистан	Все	2393	1243	846			I, II, II
	Кам.	1950	800	403	610	0,3	I, II, II
	Бур.	443	443	443	?	?	I, II, II



Приложение 1 (продолжение)

1	2	3	4	5	6	7	8
СССР, азиатская часть, 1980	Все	6333 230	321 740	204 610			II, II, II
	Кам.	4271 820	173 250	104 820	1800	0,5	II, II, II
	Бур.	2 061 410	148 490		600	0,7	II, II, II
Таиланд	Бур.	500	246	246	120	1,0	V, V, V
Турция	Все	23 200	5132	4208			V, I, I
	Кам.	3200	1209	285	1450	0,6	V, I, I
	Бур.	20000	3923	3923	35	0,7	V, I, I
Филиппины	Все	130	130	83	V, V, V
	Кам.	35	35	5	...	0,75	V, V, V
	Бур.	95	95	78	V, V, V
Япония	Все	8707	8707	966			I, I, I
	Кам.	8532	8532	791	1200	0,6	I, I, I
	Бур.	175	175	175	300	0,6	I, I, I
Америка							
Аргентина, 1978	Все	9900	9500	150			V, V, V
	Кам.	550	150	150	850	0,7	V, V, V
	Бур.	9350	9350	...	650	1,0	V, V, V
Бразилия	Все	20000	15 807	1590	900	0,5	V, I, I
	Кам.	20000	15 807	1590	900	0,5	V, I, I
	Бур.	(2200000) *	—	—	?	?	IV
Венесуэла, 1979	Все	9177	8177	177	300	1,0	I, I, I
	Кам.	4860	4860	160	300	1,0	I, I, I
	Бур.	4317	3317	17	300	1,0	I, I, I
Гаити	Бур.	9	—	—	I, I, I
Гондурас	Кам.	21	21	21	I, I, I
Гренландия	Кам.	5	5	2	V, V, V
Канада 1978	Все	582 243	109 504	16 091			I, II, V
	Кам.	206 800	98 969	5556	1200	0,5	I, II, V
	Бур.	375 443	10 535	10 535	450	1,0	I, II, II
Колумбия	Все	14 538	9863	2073			I, II, II
	Кам.	13 700	9225	2025	1800	0,35	I, I, I
	Бур.	838	638	48	1800 (?)	0,75	I, III, III
Мексика	Все	13 690	3780	1980			I, III, III
	Кам.	12 000	2800	1500	700	0,8	I, V, V
	Бур.	1690	980	480	I, V, V
Перу	Все	8030	2430	1060			I, V, V
	Кам.	3400	2330	960	550	0,2	I, V, V
	Бур.	4630	100	100	...	1,0	I, V, V
США, 1974	Все	3 599 657	1 568 657	397 657			II, II, II
	Кам.	1 286 366	695 366	214 366	1800	0,36	II, II, II
	Бур.	2 313 291	873 291	183 291	1800 (?)	0,76	II, II, II
Чили	Все	5807	5807	1381			I, I, I
	Кам.	522	522	231	900	0,70	I, I, I
	Бур.	5285	5285	1150	I, I, I
Эквадор, 1979	Кам.	36	36	—			V, V
Африка							
Алжир	Кам.	1000	100	9	600	0,3	V, V, V
Ангола	Бур.	30	30	—	V, V, V
Ботсвана	Кам.	100 000	7000	7000	I, I, I
Египет	Кам.	190	25	25	...	0,8	V, I, I
Заир	Все	1650	700	600	V, I, I
	Кам.	750	600	600	V, I, I
	Бур.	900	100	—	V, I, I
Замбия	Кам.	228	228	74	125	2,0	V, V, V
Зимбабве, 1977	Все	8320	8320	2500			I, I, I
	Кам.	7355	7355	1535	330	0,8	I, I, I
	Бур.	965	965	965	I, I, I

Приложение 1 (окончание)

1	2	3	4	5	6	7	8
Мадагаскар	Все	6000	332	118	V, V, V
	Кам.	5968	300	100	V, V, V
	Бур.	75	75	75	V, V, V
Малави	Кам.	100	100	25	150	...	V, V, I
Мали	Бур.	3	—	—	I
Марокко	Все	200	160	100	V, V, I
	Кам.	160	160	100	460	0,4	V, V, I
	Бур.	40	—	—	V
Мозамбик	Кам.	700	700	240	300	...	V, V, I
Нигер	Кам.	4	4	4	100	...	I, I, I
Нигерия, 1979	Все	3758	688	453	300	1,0	V, V, V
	Кам.	2420	350	115	V, V, V
	Бур.	1338	338	338	V, V, V
Свазиленд, 1961	Кам.	5020	5020	2020	300	...	I, I, I
Танзания	Кам.	7600	800	310	750	0,6	V, V, V
Уганда	Бур.	800	—	—	V, V, V
ЮАР, 1975	Кам.	205 700	92 511	58 749	500	0,7	II, V, V,
Центрально-Африканская Республика	Бур.	4	4	4	I, I, I

Австралия и Океания

Австралия, 1979	Все	782 900	782 860	82 900	V, II, II
	Кам.	658 460	658 460	47 460	1500	1,5	V, II, II
	Бур.	124 440	124 400	35 440	500	3,0	V, II, II
Новая Зеландия, 1979	Все	4179	4179	211	...	4	V, V, V
	Кам.	160	160	35	V, V, V
	Бур.	4019	4019	176	...	10	V, V, V
Новая Каледония	Кам.	20	12	4	V, V, V
	Кам.	80	80	V, V, V

* Запасы, не принятые к статистическому учету.

Примечания: 1. В Приложениях 1—3 принята следующая разбивка запасов и ресурсов по типам углей: "Все" — угли всех типов; "Кам." — антрациты, каменные и битуминозные угли; "Бур." — лигниты, бурые и суббитуминозные угли. Суббитуминозные угли, включающие в отдельных бассейнах длиннопламенные, в основном отнесены к бурым и лишь по отдельным странам — к каменным.

2. В графу "Общие ресурсы" включены все опубликованные оценки количества угля вне зависимости от технико-экономических показателей их добычи (экономические, субэкономические) и степени достоверности оценок. В графе "Все" даны разведанные и предварительные оцененные запасы углей (действительные и вероятные, измеренные категорий A + B + C₁ + C₂ и другие, аналогичные по достоверности). В графу "Разведанные запасы" включены кондиционные разведанные запасы (действительные, достоверные, категорий A + B + C₁ и другие, соответствующие им по степени достоверности). В связи с неидентичностью подхода к оценкам разведанности и различий в терминологии по ряду стран отнесение запасов и ресурсов по группам достоверности произведено условно.

3. Условные обозначения, принятые в Приложениях: "—" — нет оценок запасов (ресурсов) углей; "... " — информация не опубликована; "?" — данные вызывают сомнения в связи с устарением, противоречивостью или недостаточной достоверностью используемой информации.

4. В графе 8 (Группа источников): первая цифра дана для общих ресурсов, вторая — для всех запасов, третья — для разведанных запасов; I — сводки МИРЭК и "World Coal", II — опубликованные национальные оценки, III — сводки ООН и других международных организаций, IV — авторские оценки, V — другие публикации.

Приложение 2

Оценка ресурсов углей по континентам
(статистический учет опубликованных данных на 1982 г.)

Континент	Тип угля	Общие ресурсы (в млрд. т)		Запасы (в млрд. т)			
		т натураль- ные	т у.т.	общие		разведанные	
				т натураль- ные	т у.т.	т натураль- ные	т у.т.
Мир	Все	14 810	12 013	4298	3695	1239	1016
	Кам.	9440	8677	2903	2866	808	779
	Бур.	5370	3336	1395	829	431	237
Европа	Все	1347	1048	580	476	317	252
	Кам.	1020	918	436	422	231	220
	Бур.	327	130	144	54	86	32
Азия	Все	8072	6616	1081	949	345	271
	Кам.	5876	5215	863	840	233	215
	Бур.	2196	1401	218	109	112	57
Америка	Все	4263	3312	1733	1456	422	362
	Кам.	1548	1548	830	830	226	226
	Бур.	2715	1764	903	626	196	136
Африка	Все	341	339	116,7	116,1	72,3	71,7
	Кам.	337	337	115,2	115,3	70,9	70,9
	Бур.	4	2	1,5	0,8	1,4	0,8
Австралия и Океания	Все	787	698	787	698	83	58
	Кам.	659	659	659	659	47	47
	Бур.	128	39	128	39	36	11

Приложение 3

Сопоставление оценок мировых ресурсов угля

Организации, авторы и годы оценок	Тип угля	Общие ресурсы (в млрд. т)		Запасы, технически и экономически доступные для раз- работки (в млрд. т)	
		т натураль- ные	т у.т.	т натуральные	т у.т.
1	2	3	4	5	6
XII МГК, 1913	Все	7397	—	714	—
	Кам.	4399	—	312	—
	Бур.	2998	—	402	—
XVII МГК, 1937	Все	7916	—	1025	—
	Кам.	5269	—	623	—
	Бур.	1748	—	402	—
МИРЭК, 1968 Москва	Все	8795	—	422	—
	Кам.	6688	—	—	—
	Бур.	2107	—	—	—
МИРЭК, 1974	Все	10 754	8603	591	473
МИРЭК, 1976	Все	11 505	9045	313	560
МИРЭК, 1978	Все	—	10 125	—	636
Симпозиум ООН Катовице, 1979	Кам.	—	7725	—	492
	Бур.	—	2400	—	144
МИРЭК, 1980 Мюнхен	Все	13 476	11 067	882	687
	Кам.	6936	6936	488	488
World Coal, 1976, N 11 1979, N 11 1981, N 7	Бур.	6540	4126	294	199
	Все	10 782	—	695	—
	Все	10 538	9156	630	—
	Все	13 609	—	899	—

Приложение 3 (окончание)

1	2	3	4	5	6
Jahrbuch für Bergbau, 1978	Все	12 478	—	872	—
	Кам.	7778	—	531	—
	Бур.	4700	—	341	—
P. Aweritt, 1969, 1975	Все	16 830	—	—	—
	Все	15 080	(12 500)	—	—
Н.Г. Железнова, Ю.Я. Кузнецов, А.К. Матвеев, 1975	Все	14 111	—	—	—
	Кам.	8022	—	—	—
U.N. Report, 1977	Бур.	6089	—	—	—
	Все	14 100	(11 300)	—	—
	Кам.	—	—	—	—
Н.Г. Железнова, Ю.Я. Кузнецов, А.К. Матвеев и др., 1983	Бур.	4205	—	—	—
	Все	14 311	—	—	—
	Кам.	9428	—	—	—
Настоящий доклад	Бур.	4882	—	—	—
	Все	14 810	12 013	—	—
	Кам.	9440	8677	—	—
	Бур.	5370	3336	—	—

УДК [553.983.04 : 622.337.2] (100)

РЕСУРСЫ ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ МИРА, ИХ ДОБЫЧА И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ

М.В. ГОЛИЦЫН, Л.М. ПРОКОФЬЕВА

*Всесоюзный научно-исследовательский институт
экономики минерального сырья и геологоразведочных работ
Министерства геологии СССР, Москва, СССР*

В.Я. КОЛЕСНИК

Министерство геологии СССР, Москва, СССР

Г.И. ТЮРЕНКОВА

*Производственное геологическое объединение "Аэрогеология"
Министерства геологии СССР, Москва, СССР*

Постоянный рост мирового энергопотребления, достигшего в 1980 г. 11 млрд. т у.т., сопровождается истощением основных энергетических ресурсов, в первую очередь нефти, и соответствующим изменением в перспективе топливно-энергетического баланса. В свою очередь, это вызывает необходимость изыскания новых минерально-сырьевых источников для производства энергии. Такими источниками являются горючие сланцы, битуминозные породы и тяжелая нефть. Предполагается, что роль синтетического топлива из них в топливно-энергетическом балансе возрастет с 1% в 1980 г. до 4% в 2000 г. при снижении доли нефти с 46 до 31% (табл. 1).

По оценке Международного института прикладного системного анализа (ИИАСА, 1981), разведанные и прогнозные мировые ресурсы сланцевой смолы составляют 460 млрд. т, из которых больше половины приходится на долю США и Бразилии. В ряде зарубежных стран начато сооружение опытных установок по переработке сланцев. Однако в настоящее время лишь в СССР и Китае ведется промышленная разработка месторождений горючих сланцев.

Прежде чем перейти к рассмотрению ресурсов горючих сланцев, кратко остановимся на общих закономерностях образования и размещения сланцевых месторождений.

Существует много определений понятия "горючие сланцы" [3, 4, 5]. Обычно к ним относят осадочные тонкозернистые карбонатные, кремнистые или глинистые горные породы, содержащие 15—40% органического вещества — керогена. При содержании его в количестве 5—15% порода относится к группе керогенсодержащих,

Таблица 1
Прогноз развития мировой энергетики [1]

Источник энергии	1965 г.	1980 г.	1990 г.	2000 г.
В том числе:				
Нефть	42	46	38	31
Газ	15	19	20	19
Уголь	37	26	27	28
Гидроэнергия	6	6	7	8
Атомная энергия	0	2	6	10
Синтетическое топливо и тяжелая нефть	0	1	2	4
Всего, млрд. т у.т.	6,5	11,0	14,5	18,0
Всего, %	100	100	100	100

40% и более — к сапропелевому углю, менее 5% — речь идет о рассеянном органическом веществе.

В отличие от органического вещества гумусовых углистых сланцев вещество горючих сланцев обычно химически инертно и нерастворимо в органических растворителях. Выделяют три типа керогена [2]. Кероген "а" — "угольный", образовался из остатков, растений, содержит гуминовые составляющие, дает при растворении ароматические кислоты, характеризуется невысоким выходом смолы. Кероген "б" образовался из водорослевых жирных кислот, не дает ароматических кислот, выход смолы очень высокий. Кероген "в" произошел из водорослевых углеводородов. Выход смол меньше, чем у керогена "б", но больше, чем у керогена "а". Из смеси в разных пропорциях керогена названных трех видов и состоят горючие сланцы с одинаковым содержанием органического вещества, но с разным выходом смолы.

Из-за отсутствия крупных комплексных исследований разработать единую классификацию горючих сланцев мира не представляется возможным. Известные классификации (А.Ф. Добрянский, 1947 г., И.М. Озеров и В.Я. Полозов, 1968 г., А.И. Гинзбург, 1969 г.) не нашли широкого применения. Л.Е. Шлаттер (1968 г.) предлагает классифицировать горючие сланцы по единому параметру — выходу смолы.

По условиям образования горючие сланцы обычно делятся на две большие группы: морские и континентальные. В свою очередь, наиболее благоприятны для сланценоаккумуляции морские лагуны и шельфовые зоны, а также материковые моря с ослабленной динамикой водной среды. На континентах сланцы образовались преимущественно в пресных, а также в солоноватоводных озерах, иловых впадинах, застойных бассейнах.

Наибольшее число месторождений горючих сланцев приурочено к морским отложениям, однако самые крупные по запасам бассейны (например, Грин-Ривер) сформировались в озерных условиях. Для морских сланцев характерна небольшая мощность пластов (обычно первые метры). Мощность пластов озерных сланцев достигает нескольких десятков и даже сотен метров. Следует подчеркнуть, что последние годы крупных скоплений тонкозернистых пород, обогащенных органическим веществом за пределами шельфовой зоны Мирового океана на глубинах от 300 до 3000 м, заставило исследователей существенно уточнить традиционные взгляды на образование горючих сланцев только в озерах и мелководных морях [2]. Одни исследователи связывают образование глубоководных сланцев с существованием глобальных бескислородных обстановок в Мировом океане, другие — с действием эндогенного фактора — водородно-метановой дегазацией мантии в связи с проявлением магматизма на молодой океанической коре. Многие сланцевые бассейны приурочены к краевым частям плит, примыкающих к складчатым областям или авлакогенным платформ. Периодически происходило взламывание и раздвигание крупных плит земной коры с подъемом и излиянием магматических растворов (оз. Киву в Африке, Камчатка), возможно содержащих углеводороды [2].

Большинство месторождений горючих сланцев образовалось в платформенную стадию, а также в орогенную, которую в последние годы все чаще, видимо справедливо, выделяют в самостоятельный этап развития земной коры. При этом считается, что в

орогенную стадию происходила активизация древних платформ. Геосинклинальные условия менее благоприятны для образования горючих сланцев, которые, по мнению большинства исследователей, формировались в достаточно спокойной тектонической обстановке, обычно в условиях медленной морской трансгрессии.

Образование горючих сланцев на земном шаре длится уже более 1 млрд. лет, начиная с протерозоя и кончая накоплением илов в современных застойных озерах и лагунах. Отмечается несколько максимумов сланцеобразования. В кембрии в морских условиях на платформе образовались низкокачественные горючие сланцы Оленекского бассейна СССР, Швеции; в кембрии—ордовике — морские платформенного типа невысокого качества горючие сланцы восточных и центральных районов США, а в ордовике — морские платформенные высококачественные кукерситы Прибалтийского бассейна СССР и низкокачественные диктионемовые сланцы Прибалтики (СССР).

В ордовике и силуре продолжалось образование морских горючих сланцев геосинклинального типа на Урале и в Англии (грантолитовые сланцы).

В силуре и девоне происходило накопление морских низкокачественных горючих сланцев платформенного типа в центральной и восточной частях США, в девоне — морских горючих сланцев геосинклинального типа в Припятском, Кузнецком бассейнах и Приуралье (доманиковые сланцы).

В девоне—раннем карбоне в центральной и восточной частях США на огромной площади (от штата Техас до штата Нью-Йорк) образовались морские платформенные черные низкокачественные сланцы (девонско-миссисипские).

В карбоне и перми сланцеобразование происходило на всех континентах в озерных и морских условиях. В этот период во многих странах (Канада, ряд стран Европы, Австралия, Кендерлыкское месторождение СССР) эпохи угле- и сланцenaкопления совпадают и сланцы залегают совместно с углями. Качество этих сланцев довольно высокое.

В пермский период сформировались морские черные сланцы платформенного типа формации Ирати в Бразилии, образовавшие второй по величине бассейн после формации Грин-Ривер США. Мощность пластов горючих сланцев формации Ирати достигает первых метров, выход смол на сухой сланец не превышает 10%.

В это же время в штате Монтана (США) отлагались морские платформенные низкокачественные горючие сланцы формации Фосфория.

Пермские озерные и морские горючие сланцы, залегающие совместно с углями и характеризующиеся более высоким качеством, известны в Австралии (торбаниты Сиднейского бассейна и тасманиты о-ва Тасмания), во Франции, в СССР (Кендерлыкское месторождение), в Испании (месторождение Пуэртольяно).

Мезозойская эра в целом характеризовалась некоторым ослаблением интенсивности сланцenaкопления, но в отдельных районах оно имело место. Высококачественные горючие сланцы озерного происхождения триасового возраста известны в Заире, морские невысокого качества на Аляске, в Западной Европе. Среднеюрские морские платформенного типа горючие сланцы широко развиты в Западной Европе, на Аляске.

В СССР позднеюрские морские горючие сланцы платформенного типа, характеризующиеся довольно высоким качеством, но повышенным содержанием серы, распространены на огромной площади Волго-Печорской провинции (Тимано-Печорский, Вычегодский и Волжский бассейны). Кроме того, в Иркутском и Тургайском угольных бассейнах юрского возраста и в юрских и раннемеловых угленосных отложениях Забайкалья развиты пласты горючих сланцев озерного происхождения, иногда довольно высокого качества.

Меловые горючие сланцы, образовавшиеся в морских условиях на платформе, широко распространены в Африке (Марокко, Сенегал, Алжир и др.), на Аравийском полуострове, в ряде районов Азии, а также в центральных частях США, Канады и на Аляске.

Один из максимумов сланцenaкопления приходится на кайнозой. В этот период образовались орогенные озерные сланцы уникальной формации Грин-Ривер США, Фушуньское, Гуандунское и другие месторождения Китая, восточной части Австралии (Рандл и др.), бассейнов Таиланда (Мае-Сат и Ли). Мощность сланценосных отложений указанных месторождений достигает нескольких сотен метров, суммарная мощность сланцевых пластов 50 м и более, качество горючих сланцев невысоко, выход смол на сухой сланец редко превышает 10%.

Таблица 2
Характеристика провинций горючих сланцев * (по А.К. Матвееву и др. [6] с дополнениями авторов)

Название провинции	Возраст	Обстановка накопления		Сланцевосность	
		тектоническая	палеогеографическая	количество пластов	мощность, м
Оленекская	E ₁₋₂	Сибирская платформа	Открытое море нормальной солености	2-6	0,1-2,5
Прибалтийская (курскиты)	O ₁₋₂	Восточно-Европейская платформа	Открытое море	16-30	0,1-1,25
Аппалачская	D ₃ -C ₁	Северо-Американская платформа	Относительно глубоководное море		2-10
Западно-Северо-американская	P ₂	Краевая часть Северо-Американской платформы	То же**	Многие десятки	0,1-6
Бразильская	P ₂	Южно-Американская платформа	Пресноводное озеро	До 80	0,1-9
Восточно-Австралийская	P	Передовой прогиб Тасманского пояса	Мелкие заливы эстуарии или лиманы	До 28	0,1-1,8
Волжско-Печорская	J ₃	Краевая часть Восточно-Европейской платформы	Мелководное море - пролив	3-12	1-4
Западно-Европейская	J ₁	Эпигерцинская платформа	Прибрежные участки моря	1-5	0,1-5,6
Центрально-Африканская	J ₃ (T?)	Африканская платформа	Морской глубоководный пролив	-	-
Средиземноморская	K	Африкано-Аравийская платформа	Море	До 5	До 10
Центрально-Северо-Американская	P ₂	Активизированная часть Северо-Американской платформы	Пресноводное озеро	До 70	0,1-14 Пласт Мехогени до 43
Карпатская	P ₃	Внешняя часть Альпийской геосинклинали	Подводная часть дельты	Многие десятки тонких пластов	0,1-2 Пачка до 10
Туранская	P ₂	Сопряжение разновозрастных платформ	Относительно глубоководное море	1	1,5
Восточно-Азиатская	P-N	Платформа	Небольшие заболоченные озера	До 5	Нет данных

* Возможно, при более детальных исследованиях целесообразно будет выделить еще несколько сланцевосных провинций, таких, как пермская Центрально-Азиатская с месторождениями типа Кендерлыкского, палеогеновая Восточно-Азиатская меловая Тулебакская провинция на во-

	Качество горючих сланцев					Микроэлементы	Запасы сланцевой смолы, млрд. т
	A ^d , %	ОВ, %	Q _S ^d , МДж/кг	T _{sk} ^d , %	S _r ^d , %		
	61-76	14-39	3,4-10,4	5-21	0,4-2,5	V, Ni	40
	32-79	21-68	9,2-19,7	13-39	0,4-2,9	V, Mo, Cu, Ag, Pb	2,5
	75-90	5-25	8,3	4-10	-	V, Mo, Ni Zn, V, TR	30
	-	-	-	4-15	-	V, V, TR	0,7-1,4
	61-80	16-32	-	3-12	2,4-3,1	-	112
	10-70	30-90	8,1-31,6	8-54	0,1-1,2	-	0,027
	24-88	11-62	6,8-21,4	3-38	1,2-6,0	Mo, Co	10,5
	71-95	-	3,8-8,4	3-19	1,2	-	0,3
	-	-	8,4-9,6	6-20	-	-	14
	50-71	-	2,6-5,4	4-13	До 5	-	7,4
	50-95	5-50	5,1	4-19	1,0-2,2	V, Ni, Mo, Zn, V	218-295
	69-86	7-33	2,1-12,6	4-7	До 7,0	V, Ni	0,5
	84	15	-	12	-	V, W, Mo, Re, Cu	2
	72-83	13-18	3,4-7,3	4-14	0,5	-	Более 20

стоке Австралии с месторождениями типа Джулия-Крик, палеогеновая провинция на востоке Австралии с месторождениями типа Рандл.

** По данным [2], формация Ирати сформировалась в морских условиях.

С отложениями этого возраста в Европе связаны черные диатомовые сланцы, залегающие совместно с фосфоритами, низкокачественные менилитовые сланцы Карпат, горючие сланцы Болтышского месторождения Украины и Кавказа, а также Амударьинского и Кызылкумского бассейнов Средней Азии. В последних мощность сланцевых пластов редко превышает 1 м, но площадь их распространения весьма значительна.

Таким образом, по мнению большинства исследователей, можно выделить три крупные группы сланцевых месторождений. К первой группе относятся черные, реже светло-бурые морские платформенные сланцы в ассоциации с карбонатными, кремнистыми и фосфатными породами. Они занимают огромные площади, но мощность сланцевых пластов обычно невелика и составляет первые метры, редко до 10 м. Сланцы с карбонатной основой более богатые - до 20% смолы и более (Прибалтийский бассейн), с кремнистой - более бедные до 10% смолы (Припятский бассейн, Ирати в Бразилии, сланцы девона и карбона США), реже выше 10% (Волжский бассейн). Это наиболее многочисленная группа сланцевых месторождений, представители

которых известны на всех континентах. Вторая группа включает черные озерные сланцы, сформировавшиеся в тектонических впадинах палеоген-неогеновых орогенных поясов Европы, Азии и Северной Америки. Мощность сланцевых пластов достигает нескольких сотен метров. Содержание смолы обычно менее 10%, но в отдельных слоях 10-20%. Основным представителем этой группы является уникальная формация Грин-Ривер (штаты Колорадо, Юта, Вайоминг). Третья группа охватывает сланцы, связанные с угленосными отложениями. Обычно это небольшие месторождения часто богатых (до 20% смолы) сланцев, слагающих пласты мощностью 1-10 м. Они образовались в озерах в орогенных и платформенных условиях. Сюда относятся сланцы месторождения Кендерлык, Тургайского, Подмосковного и Иркутского бассейнов.

Следует иметь в виду, что в процессе преобразования (метаморфизм) под влиянием повышенных температур и давлений органическое вещество горючих сланцев претерпело значительные изменения, которые сопровождались выделением большого количества газообразных и жидких продуктов, мигрирующих во вмещающие породы или в

Таблица 3

Характеристика основных сланцев бассейнов

Бассейн, месторождение	Число пластов	Суммарная мощность пластов, м	Q_s^d , МДж/кг	T_{sk}^d , %	Запасы смолы, млрд. т	Добыча смолы	
						1980г.	1990г.
Прибалтийский, СССР	1	2—3	11,0—13,4	18—26	3	7*	10
Грин-Ривер, США	Более 10	До 100	3,8—6,3	5—10	220	0,2	10—45
Ирати, Бразилия	2	До 10	5,9—7,5	6—9	112	—	2
Фушунь, Китай	Более 10	До 115	3,3—5,9	4—10	0,4	12	—
Рандл, Австралия	5—7	До 185	6,3	6—13	0,3	—	10—13
Тимахдит, Марокко	5	До 60	4,0—7,3	3—9	2,2	—	3,3**

* Добыча горючих сланцев в натуральном виде 36 млн. т.

** Прогноз на 1985 г.

атмосферу, твердый же органический остаток переходил в категорию углистых пород. Поэтому на стадиях метаморфизма выше жирной (по угольной терминологии) месторождения горючих сланцев обычно отсутствуют.

Группа советских геологов под руководством А.К. Матвеева [6] выделяет на земном шаре 12 сланценосных провинций (табл. 2). Под сланценосной провинцией они понимают "обширные сплошные или прерывистые зоны распространения горючих сланцев, занимающие определенный стратиграфический интервал в пределах данного отрезка геохронологической шкалы и образовавшиеся в сходных физико-географических условиях". Основная масса горючих сланцев развита в Аппалачской (девон—карбон), Западно-Северо-Американской, Бразильской, Восточно-Австралийской (пермь) и Центрально-Северо-Американской, Карпатской и Туранской (палеоген) провинциях. В дополнение к указанным провинциям, возможно, следует еще выделить Центрально-Азиатскую (пермскую), Восточно-Азиатскую (палеогеновую) и Средиземноморскую (меловую) провинции, меловую и палеогеновую провинции на востоке Австралии.

В большинстве бассейнов платформенного типа глубина залегания сланцев не превышает 600 м. В бассейнах же орогенного или геосинклинального типа сланцы залегают до глубин 1—2 км и более (Грин-Ривер, Фушунь, Кендерлык, Отэн и др.)..

Сведения о наиболее крупных сланцевых бассейнах и месторождениях приведены в табл. 3.

В настоящее время горючие сланцы большинства регионов мира еще плохо изучены. Нет полной и достоверной информации о многих бассейнах и месторождениях, отсутствуют единые критерии их оценки. Подсчет запасов горючих сланцев в разных странах производился до различной глубины, при разной минимальной мощности пластов и неодинаковом предельном содержании сланцевой смолы. В результате разные авторы дают различные и подчас трудносопоставимые цифры запасов. Например, запасы сланцевой смолы в Бразилии менялись от 80 млн. т до 112 млрд. т. Долгое время из-за скудности и разнохарактерности информации запасы сланцев и сланцевой смолы на земном шаре вообще не подсчитывались.

Первую попытку подсчета предприняли в 1965 г. Д.К. Дункан и В.Ч. Свенсон. Согласно этому подсчету, запасы сланцев с содержанием органического вещества 10—65% составили 1350 трлн. т [4].

По данным ООН 1967 г., общие мировые запасы горючих сланцев составляют 450 трлн. т, из них — 26 трлн. т сланцевой смолы [4].

В 1973 г. Геологической службой США был выполнен подсчет установленных, гипотетических и умозрительных ресурсов сланцевой смолы по континентам и миру в целом — 53,1 трлн. т (табл. 4). Нижний предел содержания смолы в сланцах — 4%.

В дальнейшем в статьях различных авторов приводятся гораздо меньшие цифры мировых запасов сланцевой смолы, относящиеся лишь к геологическим запасам разведанных, известных и сравнительно легко доступных для разработки месторождений с нижним пределом содержания нефти 4%.

На IX и X мировых энергетических конференциях 1974 г., 1979 г. приводятся потен-

Таблица 4

Мировые ресурсы "сланцевой нефти (в млрд. т) (оценка Геологической службы США, 1973 г.)

Регионы	Установленные		Гипотетические		Умозрительные		Всего (округленно)	
	а	б	а	б	а	б	а	б
Северная Америка	60	230	50	240	230	6670	340	7140
Южная Америка	—	126	—	500	310	5590	310	6220
Европа	11	1	16	30	190	4040	220	4070
Африка	15	—	—	—	620	12400	630	12400
Азия	14	3	—	580	840	17100	850	17680
Австралия и Океания	—	—	—	—	150	3100	150	3100
Всего (округленно)	100	360	66	1350	2350	48900	2500	50600

Примечания: 1а — при выходе "нефти" 0,1—0,4 л/кг; б — при выходе "нефти" 0,04—0,1 л/кг. 2.К "установленным" в данном случае относятся оцененные (разведанные) запасы, рентабельность разработки которых при современных технико-экономических условиях неясна; к "гипотетическим" — неразведанные запасы в районах с доказанной продуктивностью; к "умозрительным" — те же запасы в районах с недокказанной продуктивностью.

циально извлекаемые ресурсы жидкого топлива в сланцах. С технической точки зрения потенциально извлекаемыми (с учетом потерь) могут считаться не более 50% геологических ресурсов сланцевой смолы в легко доступных для разработки месторождениях с выходом ее не менее 41,7 л/т. На конференциях, а также в различных статьях часто приводятся промышленные запасы сланцевой смолы. К категории промышленных запасов относят сравнительно небольшую часть потенциально извлекаемых ресурсов, разработка которых известными в настоящее время способами оказывается экономически рентабельной. Так, например, для формации Грин-Ривер промышленными считаются ресурсы, приуроченные к пластам мощностью не менее 9 м с выходом смолы не менее 125,2 л/т.

Согласно оценке X Мировой энергетической конференции [13], потенциально извлекаемые запасы сланцевой смолы равны 235,8 млрд. т (без социалистических стран — 155,2 млрд. т), а промышленные запасы — 22,8 млрд. т. Потенциально извлекаемые ресурсы сланцевой смолы (в млн. т) в пределах уже разведанных месторождений горючих сланцев (с выходом не менее 41,7 л/т) приведены ниже:

Страны и континенты	Ресурсы сланцевой смолы, млн. т
Всего	155 253,4
Северная Америка	144 235,0
США	131 805,0
Канада	124 430,0
Южная и Центральная Америка	426,5
Бразилия	369,0
Аргентина	45,0
Чили	12,5
Западная Европа	2377,6
Италия	1087,0
Швеция	880,0
ФРГ	155,5
Великобритания	149,0
Люксембург	54,4
Франция	33,0
Испания	18,2
Австрия	0,5
Африка	7488,5
Заир	7376,3
Марокко	90,0
ЮАР	20,2

Страны и континенты	Ресурсы сланцевой смолы, млн. т
Мадагаскар	2,0
Ближний и Средний Восток	32,1
Израиль	20,1
Иордания	7,0
Турция	5,0
Юго-Восточная Азия, Австралия и Океания	693,7
Новая Зеландия	223,8
Таиланд	184,4
Бирма	155,0
Австралия	130,5

По данным XI Международной энергетической конференции, мировые запасы сланцевой смолы в 1980 г. оценивались в 335 млрд. т (в том числе доказанные извлекаемые — 42 млрд. т), из них по странам: США 264 (28), СССР 56 (6,8), Бразилия 0,08 (0,08), Марокко 7,4 (7,4), Иордания 7,8 (0,8), Швеция 0,9 (0,9), Таиланд 2,0 (2,0), ФРГ 0,25 (0,25), Австралия 0,49 (—). В этом подсчете не полностью оценены запасы Бразилии и ряда других стран.

В 1981 г. оценку ресурсов* сланцевой смолы произвел Международный институт прикладного системного анализа — ИИАСА.

Страна	Ресурсы сланцевой смолы, млрд. т
США	280
Бразилия	112
СССР	14
Марокко	14
Заир	14
Другие страны	26
Всего	460

По данным Ж. Уолла [20], промышленные запасы сланцевой смолы превышают 38 млрд. т, из них 29 млрд. т приходится на долю США.

Страны и континенты	Запасы, млрд. т
Всего	38,56
в том числе:	
СССР	1,05
США	29,62
КНР	4,29
Европа	0,51
Океания	0,04
Канада	2,53
Азия (без КНР)	0,05
Африка	0,36
Латинская Америка	0,11

В табл. 5 дана оценка запасов горючих сланцев и сланцевой смолы в СССР. Следует отметить, что слабая изученность сланценосности большинства районов севера европейской и почти всей азиатской части страны позволяет надеяться на значительное увеличение в перспективе общих ресурсов горючих сланцев СССР.

С учетом всех предыдущих подсчетов нами выполнена оценка мировых ресурсов сланцевой смолы. Они составили 550 млрд. т. Основные известные запасы смолы сосредоточены в западном полушарии, из них 53% в Северной Америке и 20% в Южной Америке (табл. 6).

Приведенный авторами анализ мировых ресурсов горючих сланцев и сланцевой смолы позволил сугубо ориентировочно классифицировать эти ресурсы с учетом различных геологических факторов и технологических параметров (табл. 7, рис. 1—5).

Более половины известных запасов сланцевой смолы приходится на долю США (52%), далее следует Бразилия (21%), СССР (11%), Китай и Австралия (по 5%), Заир, Марокко

* Оценка относится лишь к категории ныне известных ресурсов, причем во многих случаях работ практически не велось, а запасы учитывались лишь по выходам сланцевых пластов на поверхность.

Таблица 5

Геологические ресурсы горючих сланцев и сланцевой смолы в СССР (по данным [7,9] с дополнениями авторов)

Бассейн, месторождение	Ресурсы сланцев, млрд. т	Содержание смолы T_{sk}^d , %	Ресурсы сланцевой смолы, млрд. т
СССР	1062,3		52,2
Прибалтийский	83,4		6,1
Кукерситы	21,1	20	4,2
Диктионемовые сланцы	62,3	3	1,9
Припятский	11,0	9	1,0
Болтышское	4,5	14	0,6
Тимано-Печорский	6,6	8	0,5
Вычегодский	28,0	10	2,8
Центральный	0,1	12	0,01
Волжский	29,8	15	4,5
Тургайский и Нижнеилийское	0,2	15	0,03
Кендерлыкское	2,5	12	0,3
Сырдарьинский	24,6	5	1,2
Амударьинский	22,3	5	1,1
Барзасское, Аллюйское, Лемезинское	0,3	10	0,03
Оленекский	849,0	4	34,0

и Канада (по 2,5%). Небольшими запасами располагают Италия, Швеция и ряд других стран.

Свыше половины ресурсов сланцев (также в пересчете на смолу) сосредоточено в осадках кайнозоя (55%), 36% в осадках палеозоя и только 9% в мезозойских образованиях. Половина запасов (53%) сформировалась в орогенных условиях (включая области активизированных древних платформ), 46% — на платформах и только 1% — в геосинклиналях; 55% сланцев образовалось в озерах и 45% — в морях. Две трети мировых запасов сланцев (67%) сосредоточено в уникальных по масштабам месторождениях с запасами более 100 млрд. т и 16% в крупных с запасами 10–100 млрд. т. Большинство запасов (72%) относится к низкокалорийным сланцам (Q_s^d 4,2–6,3 МДж/кг) и 22% с Q_s^d 6,3–8,4 МДж/кг. На долю высококалорийных сланцев приходится всего 6% запасов, сланцы большинства месторождений содержат смолы 5–10% (72% запасов), 22% запасов приходится на долю сланцев с содержанием смолы 5–10%. Две трети запасов сланцев характеризуется низким содержанием серы (до 2%), 28% запасов содержит 2–4% серы.

В табл. 8 приведены данные о стратиграфическом распределении ресурсов горючих ископаемых.

Таблица 6

Распределение запасов сланцевой смолы по континентам

Континент	Запасы сланцевой смолы	
	млрд. т	%
Всего	550	100
Европа	26	5
Азия	67	12
Африка	28	5
Австралия	25	5
Северная Америка	292	53
Южная Америка	112	20

Таблица 7

Ориентировочное распределение мировых запасов сланцевой смолы по странам

Показатель	Всего	США	СССР	Бразилия	Китай	Австралия	Заир	Марокко	Канада
Мировые запасы сланцевой смолы, млрд. т	550	280	52	112	26	25	14	14	12
Распределение запасов, %									
По возрасту									
Кайнозой	55	90	5	1	85	85	—	—	—
Мезозой	9	1	18	1	10	10	100	100	—
Палеозой	36	9	77	98	5	5	—	—	100
По тектоническому типу									
Геосинклинальный	1	1	1	—	—	—	—	—	—
Орогенный (в том числе активизированные платформенные платформы)	53	90	1	—	—	50	—	100	100
Платформенный	46	9	98	100	100	50	100	—	—
По условиям образования									
Озерные	55	90	3	1	50	85	—	—	100
Морские	45	10	97	99	50	15	100	100	—
По числу рабочих пластов									
Более 10	41	80	1	—	—	—	—	—	—
5—10	8	10	9	—	—	—	—	—	100
Менее 5	51	10	90	100	100	100	100	100	—
По суммарной мощности пластов									
Более 50 м	46	90	—	—	2	—	—	—	—
10—50	12	5	2	—	48	50	100	—	99
Менее 10 м	42	5	98	100	50	50	—	100	1
По масштабу месторождений, млрд. т									
Уникальные (запасы — более 100)	67	90	—	99	—	—	—	—	—
Крупные (10—100)	16	8	83	—	—	—	100	—	—
Средние (1—10)	10	2	16	—	50	50	—	100	99
Мелкие (<1)	7	—	1	1	50	50	—	—	1
По теплоте сгорания Q_s^d МДж/кг (ккал/кг)									
Более 12,5 (3000)	1	—	2	—	—	1	—	—	—
10,5—12,5 (2500—3000)	1	—	5	—	—	—	—	—	—
8,4—10,5 (2000—2500)	4	—	10	—	—	—	100	—	—
6,3—8,4 (1500—2000)	22	25	10	20	10	9	—	100	—
4,2—6,3 (1000—1500)	72	75	73	80	90	90	—	—	100
По содержанию смолы T_{sk}^d, %									
Более 20	2	—	7	—	—	1	—	—	—
15—20	4	—	10	—	—	—	100	—	—
10—15	22	25	10	20	10	9	—	100	—
5—10	72	75	73	80	90	90	—	—	100
По содержанию серы, S_t^d, %									
Более 4	5	—	16	—	—	—	—	100	—
2—4	28	—	42	100	—	—	—	—	—
Менее 2	67	100	42	—	100	—	—	—	—

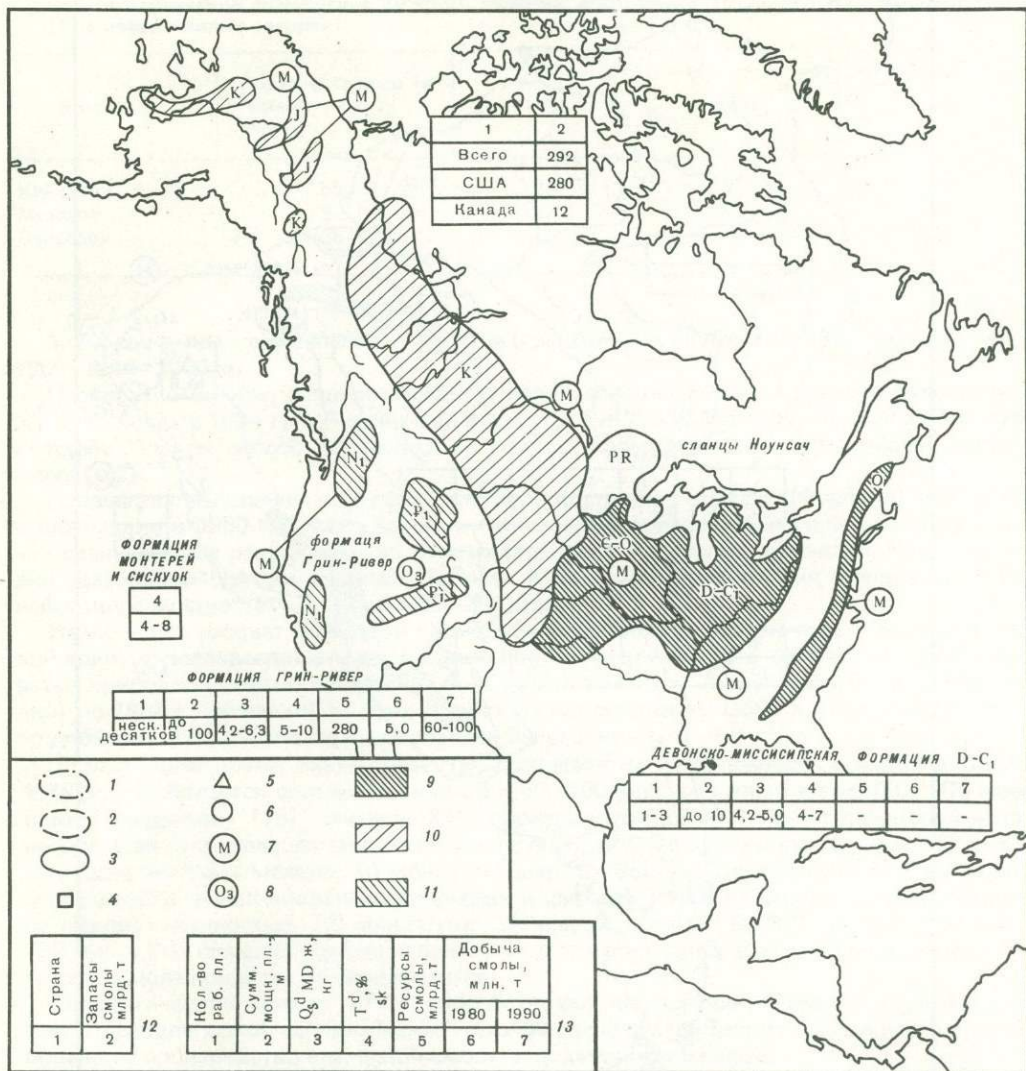


Рис. 1. Горючие сланцы Северной Америки

Контуры распространения сланцевых формаций: 1 — геосинклинальных, 2 — орогенных, 3 — платформенных; месторождения горючих сланцев: 4 — геосинклинальные, 5 — орогенные, 6 — платформенные; условия образования сланцев: 7 — морские, 8 — озерные; возраст сланцевых формаций (месторождений): 9 — палеозойский, 10 — мезозойский, 11 — кайнозойский; 12 — ресурсы сланцевой смолы по континентам и странам (1980 г. — по данным XI Международной энергетической конференции; 1983 г. — приняты в настоящем докладе); 13 — характеристика сланцевых формаций, бассейнов и месторождений

Основная закономерность заключается в том, что ресурсы горючих сланцев сосредоточены в осадках палеозоя и кайнозоя, ресурсы нефти и газа — преимущественно в мезозое, а ресурсы угля (если учесть длительность указанных временных интервалов) распределяются во времени более или менее равномерно.

Приведенная выше достаточно осторожная оценка общих и особенно промышленных ресурсов сланцевой смолы в мире связана, вероятно, с тем, что на фоне более доступных и пока более дешевых энергетических источников, таких, как уголь, нефть и природный газ, в мире все еще нет должного стремления к развитию широкомасштабной

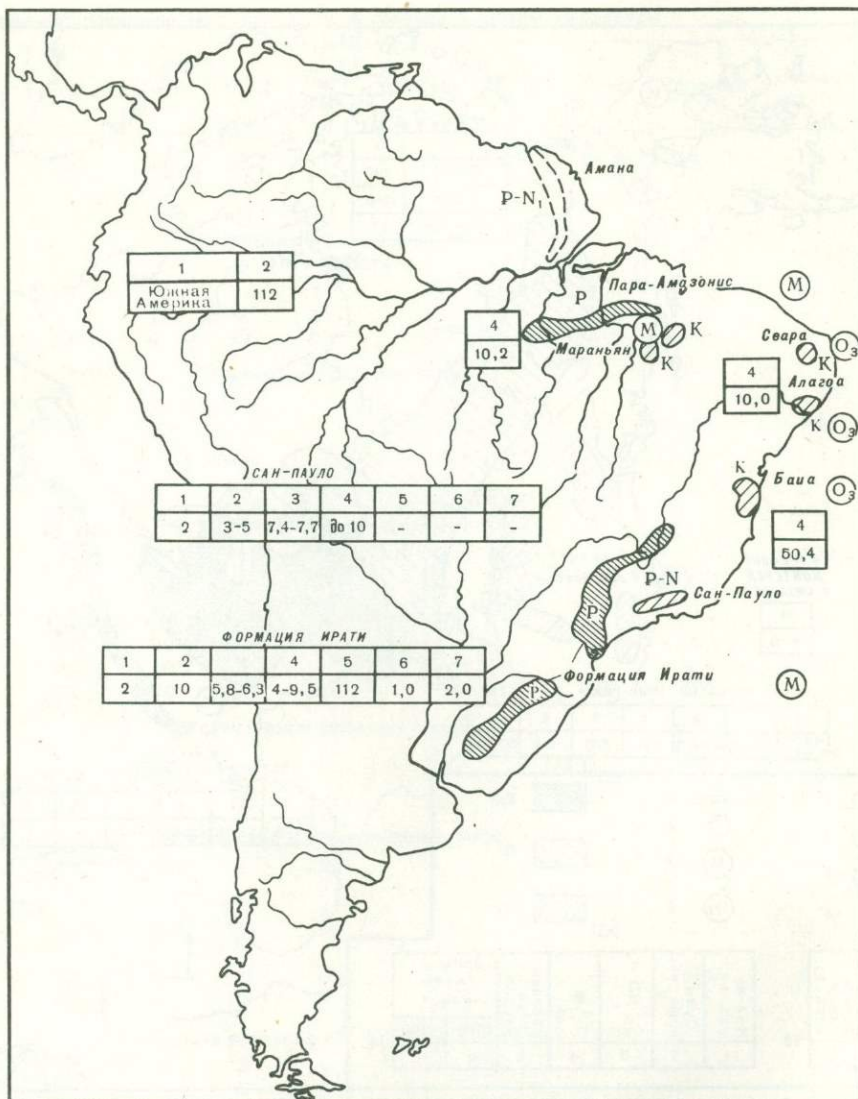


Рис. 2. Горючие сланцы Южной Америки
Условные обозначения см. на рис. 1

добычи горючих сланцев. Однако в связи с достаточно быстрым истощением ресурсов природной нефти, видимо, настало время более серьезно подойти к оценке мировых ресурсов горючих сланцев — этого в перспективе экономически доступного сырья для получения синтетического топлива. Поэтому, очевидно, в ближайшее время необходимо разработать единые критерии для оценки мировых ресурсов горючих сланцев и сланцевой смолы, и к следующему 28-му Международному геологическому конгрессу произвести соответствующий подсчет по единой методике.

Для обсуждения предлагаются следующие параметры подсчета.

1. Минимальная мощность сланцевого пласта — 0,5 м (градации по мощности 0,5—1 м, 1—3 м, 3—10 м, свыше 10 м).

2. Минимальный выход смолы — 5% (градации по содержанию смолы 5—10%, 10—15%, 15—20%, более 20%). При наличии обоснования комплексного использования сланцев они принимаются к подсчету и с меньшим выходом смолы.

Таблица 8

Стратиграфическое размещение ресурсов горючих ископаемых (в %) (по В.С. Вышемирскому [8] с добавлениями авторов)

Возраст	Горючие сланцы (в пересчете на смолу)	Уголь	Нефть	Газ
Кайнозой	55	27	25	10
Мезозой	9	32	65	62
Палеозой	36	41	10	28

3. Глубина подсчета запасов — 2000 м (градации по глубине 0–250, 250–500, 500–1000, 1000–2000 м).

Первое упоминание о промышленном использовании горючих сланцев относится к XVII в., когда в 1694 г. в Англии был выдан патент № 330 Мартину Илу и его коллегам, которые "нашли способ получения из породы большого количества смолы, дегтя и масла" [2].

Первые промышленные предприятия были построены в Отене (Франция) в 1838 г. и в Шотландии в 1850 г. С этого времени промышленность по добыче и переработке горючих сланцев стала развиваться во многих странах: в Австралии, Бразилии, Новой Зеландии, Швейцарии, Швеции, Эстонии, Испании, Китае, ЮАР. Предприятия имели в основном небольшую мощность — примерно 50–200 т/день.

Наибольший расцвет сланцевой промышленности приходится на годы Второй мировой войны и послевоенные годы. В дальнейшем сланцевая нефть не смогла конкурировать с природной нефтью по причине больших затрат на ее получение. С 1952 (Австралия) по 1966 г. (Испания) во всех странах, за исключением СССР и Китая, предприятия по добыче и переработке горючих сланцев были закрыты.

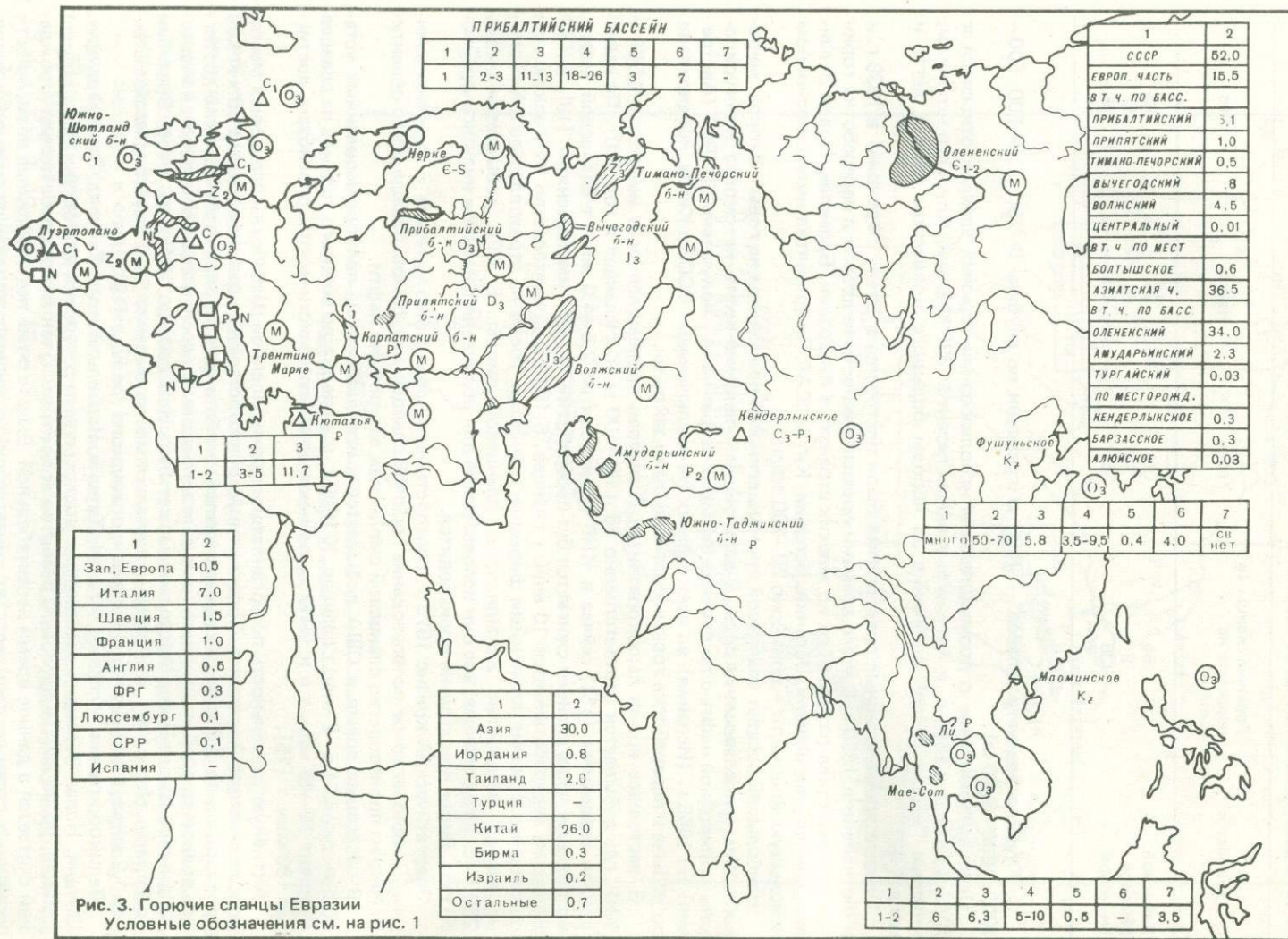
В настоящее время высокоразвитая сланцевая промышленность имеется в СССР и КНР, где добывается соответственно 36 и 60–100 млн. т сланцев в год [10]. По имеющимся сведениям [16], сейчас в КНР производится 2,5–4,0 млн. т сланцевой нефти, но большая часть сланцев сжигается без переработки. По другим сведениям [19], в КНР ежегодно перерабатывается 10 млн. т сланцев. В 1980 г. правительство КНР заключило соглашение с двумя японскими фирмами и фирмой Тоско на строительство в Майомине завода мощностью 2,5 млн. т/год сланцевой смолы. В ФРГ добывается около 250 тыс. т/год сланцев, все они используются для получения цемента и низкокалорийного газа, смола при этом не производится.

Энергетический кризис 1973 г. способствовал повышению интереса к горючим сланцам. Предполагаемое использование горючих сланцев за рубежом прежде всего ориентировано на производство сланцевой смолы как заменителя нефти.

В настоящее время в США добывается и используется на полупромышленных установках около 1,5–2 млн. т сланцев. К 1990 г. производство жидкого топлива из сланцев составит 10–45 млн. т и к 2000 г., по некоторым оптимистическим прогнозам, достигнет 100 млн. т [15].

Активную деятельность по организации промышленной разработки сланцевых месторождений ведут Австралия, Бразилия и Марокко, ставящие цель к середине 80-х годов производить по 2,5 млн. т жидкого топлива на базе сланцев, при этом Марокко достигнет полной самообеспеченности жидким топливом. В перспективе производства жидкого топлива из сланцев в Австралии может быть доведено до 12,5 млн. т/год, Бразилии до 25 млн. т/год [16]. В Иордании изучается месторождение Эль-Ляхун с запасами сланцев 1,2 млрд. т с целью получения из них жидкого топлива [19].

Великобритания, Испания, Италия, Турция, Израиль, Бирма, Таиланд, Заир, Франция, Швеция, Новая Зеландия располагают достаточными ресурсами для организации добычи сланцев, но не имеют программ развития этой отрасли, так как разработка месторождений считается в данное время нерентабельной. Вместе с тем потенциальные возможности указанных стран по производству синтетического жидкого топлива из сланцев оцениваются на 1990 г. в 27,5 млн. т и на 2000 г. — 57,5 млн. т [16]. Исследования горючих



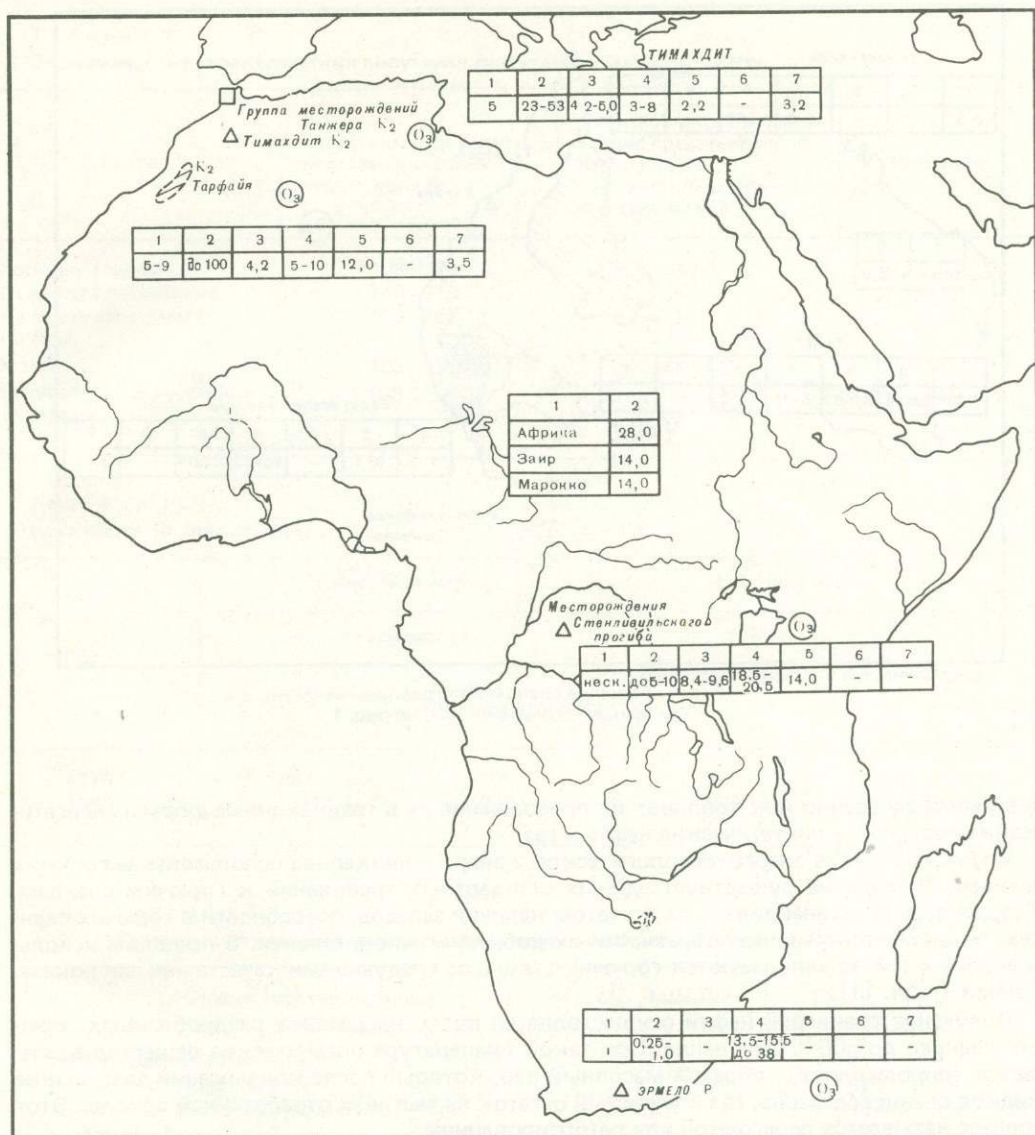


Рис. 4. Горючие сланцы Африки
Условные обозначения см. на рис. 1

сланцев с целью использования их в народном хозяйстве ведутся в Югославии (Алексиначское месторождение) и в Румынии (месторождение Анина).

Значительные ресурсы смолы, содержащейся в горючих сланцах во многих странах мира, пока еще не могут конкурировать с природной нефтью, однако рост цен на нефть на мировом рынке приближает начало использования сланцевой смолы как источника энергии. Экономические характеристики получения синтетической нефти из сланцев и угля приведены в табл. 9.

Как видно из таблицы, синтетическая нефть из сланцев будет несколько дешевле, чем из угля, при более низких удельных капитальных вложениях. То же можно сказать при сравнении стоимости сланцевой нефти и максимальной цены натуральной нефти (табл. 10).

Имеются два основных пути использования горючих сланцев: а) использование слан-

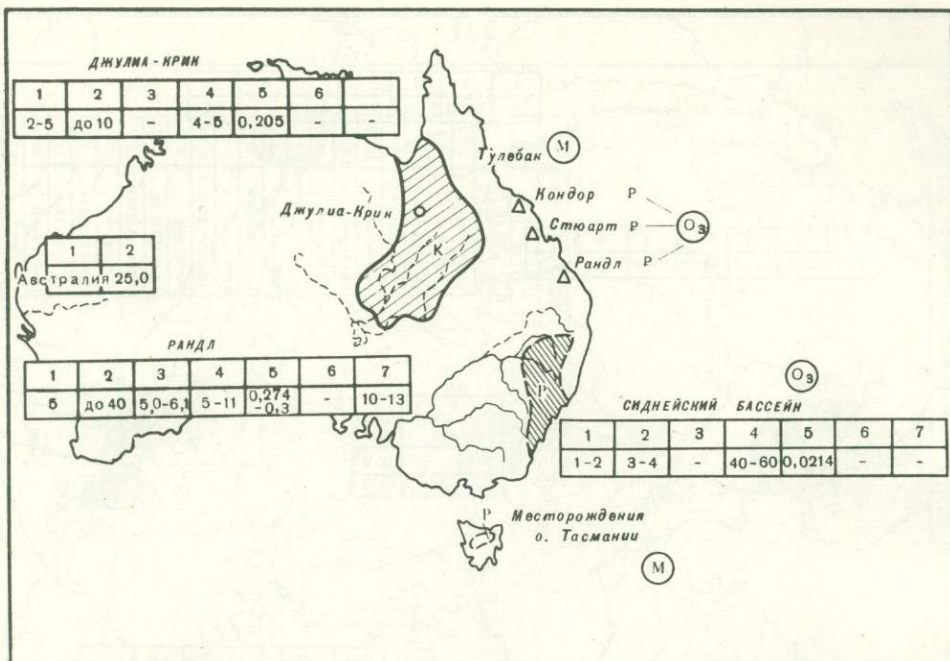


Рис. 5. Горючие сланцы Австралии
Условные обозначения см. на рис. 1

цев непосредственно как топлива; б) превращение их в традиционные формы энергетических ресурсов – синтетические нефть и газ.

Возможно также энерготехнологическое и энергоклинкерное использование горючих сланцев. В мире не существует единых стандартных требований к горючим сланцам. Каждая страна устанавливает их с учетом наличия запасов, потребности в горючих сланцах, экономической целесообразности их добычи и использования. В прошлом использовались и сейчас используются горючие сланцы со следующими качественными показателями (табл. 11).

Получение сланцевой нефти осуществляется путем нагревания раздробленных горючих сланцев до 500°С или выше. При такой температуре органическое вещество разлагается (пиролизуется), образуя масляный пар, который после конденсации дает вязкое жидкое сланцевое масло, газ и углистый остаток на частицах отработанной породы. Этот процесс называется перегонкой или ретортированием.

Классификация методов перегонки осуществляется в зависимости от способа подведения тепла. Методы включают использование: а) рециркулирующих (повторно используемых) нагретых твердых теплоносителей (процесс Тоско-II и процесс Лурги-Пургаз); б) зоны горения внутриреторты (реторта Юнион с загрузочным насосом, тип А; реторта Горного бюро с использованием горячего газа; печь Парахо, тип I); в) реторты с внешним нагревом (с помощью топливных печей или газовых горелок процесс с повторным использованием газа компании "Юнайтед ойл"; процесс Парахо, тип II; процесс Петрозикс) [2].

Процессы, использующие твердые теплоносители, позволяют получить высокие скорости теплопередачи и высокие пропускные способности; они осуществляются в горизонтальных ретортах, а все остальные процессы – в вертикальных.

Во вращающейся печи Тоско может применяться дробленый сланец самой разнообразной крупности. Выходные газы не смешиваются с продуктами горения, а потому представляют собой высококалорийное топливо. Отработанный сланец процессов Тоско и Лурги содержит много тонкого материала, что требует проведение пылезачитных мероприятий.

Таблица 9

Экономические характеристики получения синтетической нефти

Сырье	Себестоимость производства синтетической нефти, долл./т	Капиталовложения в создание предприятия по переработке, тыс. долл./баррель в сутки	Источник
Горючие сланцы	105–280	18,3	[18]
Открытая разработка	140–210	—	[17]
На месте залегания (in situ)	105–280	2	[17]
Уголь	190–390	50–62	[18]
Битуминозные песчаники (Канада)	183	—	[19]

Таблица 10

Цена нефти (в долл./т) [14]

Год	Сланцевая нефть		Обычная нефть	
	технология		средневзвешенная	максимальная
	шахтно-скважинная	шахтно-наземная		
1975	62	100	56	92
1980	165	220	133	280

Таблица 11

Качественная характеристика сланцев промышленных месторождений

Страна (месторождение)	α_s^d , МДж/кг	T_{sk}^c , %
Австралия (Глен-Дэвис)	18,9	31
Австрия (Тирольское)	7,5–8,4	10
Испания (Пуэртольяно)	12,4	13–17
Китай (Фушунь)	5,9	6
Франция (Отэн)	8,9	7–8
ФРГ (Вюртенбергское)	3,8	4–6
Швеция (Кванторп)	8,8	4–8
Шотландия (Лотиэмс)	5,9	8
СССР (Эстонское)	11,5	20
СССР (Ленинградское)	10,3	18
СССР (Кашпирское)	8,8	11

Вертикальные реторты обычно допускают использование более крупномерного сырья, что уменьшает затраты на дробление. Однако это преимущество отчасти снижается необходимостью отделения мелкой фракции. При поступлении более богатых порций сланца такие установки склонны к забиванию, чего удастся избежать применением более сложных механизмов загрузки и разгрузки.

Сочетание в реторте горения и перегонки, а также предварительного нагрева и охлаждения позволяет экономить тепло, но приводит к образованию низкокалорийных выхо-

дящих газов. Этот недостаток отсутствует при применении внешних нагревательных печей или газовых горелок. При применении вертикальных реторт с крупномерным сырьем уменьшаются проблемы борьбы с пылью, формируются устойчивые отвалы отработанного сланца.

В течение последних двадцати лет все больше внимание стало уделяться перегонке сланцев на месте их залегания, поскольку в наземных условиях на добычу, дробление приходится более половины от стоимости получаемого сланцевого масла. Перегонка на месте залегания привлекательна и по другим причинам. Ее можно применять при разной мощности пород, разным содержанием органического вещества и при такой мощности перекрывающих отложений, при которой невозможны открытые разработки. Кроме того, отпадает необходимость избавляться от огромных масс отработанного сланца. Обычный подход к осуществлению метода заключается в разбуривании участка сетью скважин (центральной и 4—5 эксплуатационных). Трециноватость в зоне между скважинами создается путем гидроразрыва, электромеханическими, ядерным взрывом и т. д. В центральной скважину нагнетается сжатый воздух, сланец поджигается, и горючие газы, образовавшиеся при горении, продвигаясь сквозь толщу сланца, превращают органическое вещество в смолу, которая откачивается из периферических эксплуатационных скважин.

Хотя идея процесса очень проста, его реальное осуществление связано с решением сложных и трудоемких инженерных задач. Одна из них заключается в создании трециноватости, которая необходима для получения должной проницаемости особенно при сравнительно большой глубине залегания сланцевых пластов.

Возникают проблемы, связанные с охраной окружающей среды, например, загрязнение грунтовых вод растворимыми продуктами перегонки, оставшимися в породе.

В СССР разрабатываются процессы "Кивитер" и "Галотер" [12]. Процесс "Кивитер" осуществляется в вертикальных ретортах с внутренним обогревом дымовыми газами от сжигания коксового остатка и газами пиролиза. Перерабатывается кусковой сланец (фракция 25—100 мм). Закончено сооружение и начато освоение газогенератора производительностью 1000 т/сутки (существующие перерабатывают 200 т/сут). Разрабатывается газогенератор производительностью 3000 т/сут. Процесс "Галотер" осуществляется во вращающемся горизонтальном реакторе с твердым теплоносителем, нагреваемым за счет сжигания полукоксового остатка и циркулирующего по тракту топка-сепаратор-реактор; применяется мелкозернистый сланец (фракция 0—25 мм). С 1964 по 1981 г. в опытной и промышленной эксплуатации находилась установка производительностью 500 т/сут (УТТ-500), закончено строительство двух установок мощностью 3300 т/сут, которые пущены в действие.

В СССР разрабатывается метод термического растворения, суть которого в нагревании измельченного сланца вместе с органическим растворителем; разработан и используется способ извлечения органического вещества из сланца, минуя его термическую переработку. Путем механического флотационного обогащения можно получать концентрат органического вещества — кероген 70 и кероген 90.

Известны также биохимические методы извлечения органического вещества, основное содержание которых — биологическое преобразование и разложение минеральных компонентов горючих сланцев.

На сланцевых месторождениях особую важность приобретает задача рационального использования как органической, так и минеральной части сланцев, а также попутных и сопутствующих полезных ископаемых и компонентов. Попутными полезными ископаемыми на сланцевых месторождениях могут являться породы вскрыши (карбонатные породы, пески, гравий, торф и т. д.); сопутствующими полезными компонентами являются негорючая минеральная часть сланца, межпластовая порода; в сланцах могут содержаться также редкие и рассеянные элементы: уран, ванадий, молибден и др.

В Советском Союзе сланцевая зола применяется при изготовлении портландцемента, теплоизоляционных плит, строительных блоков и панелей, для производства силикатных кирпичей; в сельском хозяйстве — для известкования кислых почв. Совместно с сланцами на Эстонском месторождении добывают торф, а на Ленинградском осуществляется добыча известняков, являющихся породами вскрыши и межпластовой породой.

В Швеции из сланцев наряду с получением смолы добывался уран. В США добычу сланцев формации Грин-Ривер предполагается осуществлять совместно с тронной, давсонитом и накхолитом (сырьем для производства карбоната натрия и алюминия). Веро-

ятно, в будущем сланцы будут служить источником ряда редких и рассеянных элементов.

Добыча и переработка горючих сланцев оказывают неблагоприятное воздействие на природную среду. Поэтому охране окружающей среды приходится уделять большое внимание. Наибольшее нарушение земельных ресурсов наблюдается при открытом способе добычи. В СССР с 1959 г. проводится рекультивация земель, нарушенных сланцевыми разрезами; более 80% таких земель передано под лесные и сельскохозяйственные угодья. Для предотвращения загрязнения естественных водоемов шахтными и карьерными водами используются пруды-отстойники, на обогатительных фабриках — замкнутые циклы оборотного водоснабжения. Для предупреждения загрязнения воздушного бассейна пылью применяется орошение водой, аспирационные системы, противопылевая обработка дорог водой.

В США проблемами охраны среды в связи с возможной промышленной разработкой сланцевых месторождений занимается ряд организаций, включая компанию "Колони девелопмент" и Колорадский университет. Вследствие высокой зольности сланца в США, как и в других странах, особо важной проблемой является проблема захоронения и рекультивации отвалов, загрязнение атмосферы дымовыми газами и пылью, а также осолонение водотоков при выщелачивании растворимых компонентов горючих сланцев.

Хотя многие проблемы, связанные с горючими сланцами, еще далеки от завершения, повышенный интерес к сланцам и планируемые значительные объемы работ по их разведке, освоению и переработке в мире являются вполне закономерными и оправданными.

ЛИТЕРАТУРА

1. Прогноз развития мировой энергетики. — Нефть, газ и нефтехимия за рубежом, 1981, № 4, с. 24—30.
2. Горючие сланцы/ Под ред. Т.Ф. Йена и Дж.В. Чилингаряна. Л.: Недра, 1980. 300 с.
3. Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР. М.: Недра, 1968, Т. II. Горючие сланцы СССР. 607 с.
4. Кузнецов Д.Т. Горючие сланцы мира. М.: Недра, 1975. 366 с.
5. Левин А.С. Основные вопросы геологии месторождений горючих сланцев. М.: Недра, 1982. 79 с.
6. Матвеев А.К., Пелымский Г.А., Стефанова Е.И. Сланценосные провинции мира. — В кн.: Проблемы осадочной геологии докембрия. М.: Наука, 1981, вып. 7, ч. 1, с. 152—157.
7. Мингарев Р.Ш., Тучков И.И. Эксплуатация месторождений битумов и горючих сланцев. М.: Недра, 1980. 572 с.
8. Вышемирский В.С. Стратиграфическое размещение горючих ископаемых. — Геология нефти и газа, 1978, № 6, с. 1—9.
9. Клер В.Р., Ненахова В.Ф. Гелогические запасы горючих сланцев в СССР. — Сов. геология, 1971, № 3, с. 20—28.
10. Безмозгин Э.С., Зеленин Н.И., Клименко В.Л. Комплексная химико-технологическая переработка горючих сланцев и использование их продуктов. — В кн.: Состояние минерально-сырьевой базы сланцевой промышленности СССР и перспективы развития добычи горючих сланцев. Таллин, 1978, с. 56—60.
11. Бескровный Н.С. Горючие сланцы как сырье для производства синтетической нефти (по зарубежным данным). М.: ВИЭМС, 1982. 52 с.
12. Тягунов Б.И., Стельмах Г.П. Современное состояние и перспективы использования горючих сланцев в энергетике и технологии. — ХТТ, 1982, № 3, с. 26—34.
13. Хартуков Е.М. Ресурсы тяжелой нефти, битуминозных песков и горючих сланцев в странах капиталистического мира. — БИКИ, 25. IX—79.
14. Хартуков Е.М. Перспективы развития сланцеперерабатывающей промышленности в странах капиталистического мира. — БИКИ, 21. VIII—80.
15. Dayton S. For oil: A mining alternative. — Eng. and Mining J., 1981, N 6, p. 61—67.
16. Donnell J.R. Potential contribution of oil shale to US, world energy needs. — Oil and Gas J., 1980, N 41, p. 218, 220, 223.
17. Lindemanis A.E., Park W.C. Future recovery of energy and mineral values from organic-rich shale: A review of the potential. — In: Nat. and Intern. Manag. Miner. Resour. Proc. Meet., London, 1980, L., 1981, p. 225—235.
18. Mandelson J. The shale alternative. — APEA Journal, 1980, N 2, p. 43—48.
19. Nalfish A. Shale-oil development efforts quickening around the world. — Chem. Eng. (US), 1981, N 23, p. 36E—36F, 36H.
20. Wall J.D. Synfuels: Birth of an industry. — World Oil, 1981, N 6, p. 223—226, 230.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ МИРА И ИХ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ВО ВРЕМЕНИ И ПРОСТРАНСТВЕ

П.Д. ТОЕНС, Ф.А.Г.М. КАМИСАНИ-КАЛЗОЛАРИ, Р.Д. ВАН дер МЕРВЕ

"Нуклер девелопмент корпорейшн оф СаутАфрика", Претория, ЮАР

Общий энергетический потенциал мира оценивается величиной примерно 20615 ТВт/год. Если считать, что все эти ресурсы извлекаемы при современном уровне технологии, то их будет достаточно на 1718 лет при условии отсутствия прироста потребления и на 133 года — в случае среднегодового прироста 3% (см. таблицу).

Следует, однако, иметь в виду, что только 15% (3093 ТВт/год) мировых энергетических ресурсов можно считать доказанными или частично доказанными и извлекаемыми при современном уровне цен и состоянии технологии. При отсутствии прироста энергопотребления указанные ресурсы могут удовлетворить потребности в энергии в течение 257 лет. При темпе ежегодного прироста 3% этих ресурсов хватит на 72 года. Предполагается, что различные виды ресурсов будут истощены следующими темпами: нефть — за 32 года, газ — за 39 лет, уран — за 52 года при общем истощении всех ресурсов, если включить уголь, за 72 года. Если учесть будущее совершенствование технологии, то этот срок может увеличиваться на 15%. Однако это увеличение может не состояться в случае более высоких, чем указано, темпов прироста энергопотребления.

Географическое распределение доказанных и частично доказанных ресурсов оценивается следующим образом (ТВт/год): Китай — 851, США — 591, СССР — 457, Южная Африка — 160, Австралия — 131, страны-члены ОПЕК — 130, Канада — 48, Мексика — 17, остальная часть мира — 708.

Учитывая, что большая часть частично доказанных ресурсов в отдаленных районах мира не может быть освоена в ближайшем будущем, следует обратить внимание на все растущие расходы по всему комплексу освоения энергетических ресурсов, если мы хотим избежать кризиса.

При рассмотрении районов мира в плане их перспективности выявляется связь распределения ресурсов минерального сырья с геологическим временем: эти ресурсы концентрируются в сериях четко обозначенных ритмов в диапазоне от раннего протерозоя до современных отложений. Только около 37% мировых ресурсов урана содержится в породах с возрастом от 2800 до 1200 млн. лет. Если предположить, что урановые месторождения, связанные с Пан-Африкано-Бразильским омоложением (500 млн. лет), обязаны своим происхождением ранее существовавшим скоплениям урана, то окажет-

Мировые энергетические ресурсы

Вид энергетического сырья	Суммарные ресурсы		В том числе доказанные и частично доказанные ресурсы		
	млн. т	ТВт/год	млн. т	ТВт/год	% от суммарных ресурсов
Нефть ("традиционная")	319 924	447	95 810	134	30
"Нетрадиционные" нефть и газ	420 000*	597	21 000	29	5
Газ ("традиционный")	231 176*	323	69 424	97	30
Уголь	13 609 298	18 958	1 963 887	2735	14
Уран	22 959	300	7513	98	33
Всего	14 580 421	20 615	2 150 129	3093	15
Обеспеченность при отсутствии прироста		1718		257	
При ежегодном приросте 3%		133		72	

* В нефтяном эквиваленте.

ся, что в период от 1200 до 300 млн. лет масштабы образования полезных ископаемых были очень невелики. Осадочные формации этого периода представляют собой малоперспективные объекты для постановки геологоразведочных работ. За последние 300 млн. лет произошло образование отложений, содержащих 85% ресурсов нефти, 87% ресурсов газа, 49% ресурсов урана. Осадочные формации, образовавшиеся в этот период, представляют собой наиболее благоприятные объекты для проведения геологоразведочных работ.

УДК[553.93/98:550.812] (47+57)

ПОИСКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ В СССР

Р.А. СУМБАТОВ

Министерство геологии СССР, Москва, СССР

Советская экономика развивается на базе полного самообеспечения топливно-энергетическими ресурсами, основу которых составляют природные горючие ископаемые: нефть, газ, уголь, другие виды твердого топлива. В 1922 г., когда был образован Союз Советских Социалистических Республик, общий объем добычи горючих ископаемых в пересчете на условное топливо составлял 29,7 млн., в 1981 г. — 1938,2 млн.т., т.е. за 60 лет увеличился более чем в 65 раз.

Количественный рост добычи и потребления горючих ископаемых осуществляется в соответствии с долгосрочными планами хозяйственного строительства и учитывает как потребности народного хозяйства СССР в энергетическом сырье, так и требования рационального отбора и использования отдельных видов горючих ископаемых. Благодаря проведению крупномасштабных геологоразведочных работ, в СССР создана минерально-сырьевая база, которая позволяет формировать энергетический баланс страны на комплексной основе с ориентировкой на наиболее калорийные виды топлива.

В таблице приведены данные, характеризующие изменение потребления топлива в СССР за 1922—1981 гг. Первоначально использовались твердые виды топлива, главным образом уголь, но с середины 50-х годов угольная моноструктура энергетического баланса была нарушена вследствие резкого увеличения объемов добычи и потребления нефти и природного газа, что позволило качественно перестроить всю структуру энергетики СССР и дало большой экономический эффект. В настоящее время нефть, газ и уголь как наиболее калорийные виды горючих ископаемых доминируют в энергетическом балансе и широко используются для обеспечения сырьевых потребностей всех отраслей народного хозяйства СССР.

Нефть является одним из главных природных богатств нашей страны. Отечественная нефтяная промышленность имеет более чем столетнюю историю развития: в 1864 г. начата добыча нефти в Бакинском районе, в 1892 г. — в Грозном. В начале текущего столетия Россия играла ведущую роль в мировой нефтяной промышленности. Достаточно

Изменение структуры потребления топлива в СССР (в % к суммарному объему добычи)

Вид топлива	1922 г.	1940 г.	1960 г.	1970 г.	1981 г.
Нефть и газовый конденсат	22,5	18,7	30,5	41,1	44,9
Природный газ	0,1	1,8	7,9	19,1	28,4
Уголь	30,3	59,1	53,9	35,4	24,3
Торф	3,0	5,7	2,9	1,5	0,6
Сланцы	0,0	0,3	0,7	0,7	0,6
Дрова	44,1	14,1	4,1	2,2	1,2
Все виды топлива	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

сказать, что в 1901 г. из 22,5 млн. т мировой добычи нефти на долю России пришлось 10,4 млн. т, т.е. более 45%. Именно в нашей стране был осуществлен переход от ручного способа бурения скважин к механическому ударному способу; в технике добычи наш соотечественник Шухов впервые разработал компрессорный способ эксплуатации, а инженер Тихвинский — способ газ-лифта.

Вместе с тем расцвет отечественной нефтяной промышленности начался после Великой Октябрьской социалистической революции, когда нефтяная промышленность была национализирована и стало возможным проведение единой и планомерной государственной политики в области поисков, разведки и разработки нефтяных месторождений. Благодаря этому геологические исследования на нефть были резко увеличены в объеме, охватили новые перспективные районы, стали проводятся на строгой научной основе. В результате проведенных работ установлено распространение нефтяных месторождений на территории нашей страны. Успехом советской геологии стало открытие в 30—40-х годах Волго-Уральской нефтеносной провинции и в 60—70-х годах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Рост разведанных запасов нефти в СССР позволил быстро наращивать добычу нефти, которая в 1940 г. вместе с конденсатом составила 31 млн. т, в 1960 г. — 148 млн. т.

В отличие от нефтяной наша газовая промышленность является молодой отраслью. До революции и в годы первых советских пятилеток в небольших объемах добывался лишь попутный нефтяной газ (1913 г. — 17 млн. м³, 1924 — 127 млн. м³, 1939 г. — 2,3 млрд. м³); почти 90% этого объема приходилось на Азербайджан. Такое состояние определялось отсутствием подготовленной сырьевой базы, так как специальные поиски газовых месторождений в стране не производились, а результаты работ в районах развития типичных нефтяных месторождений (Азербайджан, Грозненский район) лишь создавали ошибочное мнение о бедности недр нашей страны газовыми ресурсами.

Первые успехи в подготовке запасов газа относятся к концу 30-х — началу 40-х годов, когда возросли объемы глубокого бурения и в разведку были включены новые перспективные районы. К этому времени относятся открытия чисто газовых месторождений с небольшими запасами газа на севере Оренбургской области и в Коми АССР. Первое сравнительно крупное газовое месторождение — Елшанское — открыто в 1941 г. вблизи г. Саратова, вскоре на этом месторождении был организован первый в стране газовый промысел. В 1943 г. был построен первый в СССР магистральный газопровод Саратов—Москва, сыгравший важнейшую роль в энергообеспечении центральных районов.

В последующие годы сырьевая база газовой промышленности укрепились благодаря открытию в различных регионах страны многочисленных газовых и газоконденсатных месторождений. На базе месторождений Северного Кавказа, Украины, Средней Азии, Нижнего и Среднего Поволжья, Тимано-Печорского региона, а в последнее десятилетие — Западной Сибири создана Единая газотранспортная система, связывающая районы добычи и потребления газа. Экономические преимущества газа как топливно-энергетического и химического сырья, а также наличие его больших геологических запасов обусловили опережающие темпы роста добычи газа по сравнению с другими видами топлива.

Высокие темпы и масштабы развития нефтяной и газовой промышленности СССР надежно подкрепляются высокой результативностью геологоразведочных работ на нефть и газ, обеспечивающих большие объемы подготовки запасов промышленных категорий. Объемы глубокого бурения из года в год увеличиваются. В 1981 г. пробурено около 6,2 млн. м глубоких разведочных скважин. Наблюдается непрерывный технический прогресс всех видов геологоразведочных работ, что дает возможность вести планомерное изучение глубинного строения всей территории, выбирать рациональные направления работ в увязке с планами развития всего народнохозяйственного комплекса страны на ближайшие годы и отдаленную перспективу.

Геологические условия для поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений в СССР очень разнообразны. Геологоразведочные работы ведутся более чем в 30 нефтегазоносных провинциях и областях, имеющих различное геологическое строение и находящиеся на разных стадиях разведанности и промышленного освоения. Общая площадь земель, перспективных в нефтегазоносном отношении, в СССР превышает 12 млн. км².

В силу экономических факторов, определяемых особенностями распределения населения в промышленности нашей страны, изучение нефтегазоносных земель в европейской части СССР началось значительно раньше и ведется более интенсивно, чем в других регионах. Всего в пределах европейской части СССР имеется около десяти самостоятельных нефтегазоносных провинций и областей, связанных с Восточно-Европейской докембрийской платформой, Скифской плитой Центрально-Евразийской молодой платформы, а также с областями прогибания земной коры, входящими в систему Средиземноморского подвижного пояса.

Большинство нефтегазоносных районов европейской части СССР, включая районы основной добычи нефти и газа в Урало-Поволжье, Азербайджане, на Северном Кавказе и Украине, изучаются в течение многих десятилетий и к настоящему времени в значительной степени разведаны. На современном этапе геологоразведочные работы во всех этих районах ведутся в больших объемах и охватывают широкий спектр геологических направлений. В условиях хорошей общегеологической изученности основных геоструктурных зон в перечисленных районах повсеместно усиливаются работы по поискам месторождений и залежей нефти и газа в сложных геологических объектах, связанных с глубокозалегающими горизонтами, ловушками неантиклинального типа, сложно построенными подсолевыми и приразломными зонами, шельфами морей. Каждое из этих направлений имеет положительные результаты, что помогает поддерживать сырьевую базу действующих предприятий нефтяной и газовой промышленности.

Особенно нужно выделить важность изучения глубоких горизонтов, которое в больших объемах ведется на Украине, в Северном Кавказе, в Азербайджане и Нижнем Поволжье. За последние годы бурением здесь освоены глубины до 7,5 км и установлена промышленная нефтегазоносность до глубины 6,1 км. Обращает на себя внимание, что вопреки известной закономерности общего нарастания с глубиной доли газа в общем балансе углеводородов во многих районах Кавказа и Нижнего Поволжья на глубинах 4–6 км преобладающее значение сохраняется за нефтью.

В целом наши "старые" нефтегазоносные районы европейской части СССР и сейчас оказывают значительное влияние на баланс разведанных и перспективных запасов нефти и газа в стране. Так, например, в Урало-Поволжье до сих пор остаются малоизученными древние бавлинские (додевонские) отложения, а также территории Предуральского прогиба и Западного Урала. В Днепровско-Донецкой впадине в последние годы выявлена хорошая перспективность карбонатных пород нижнего карбона, работы здесь расширяются. В Предкарпатье существенно перспективны районы Складчатых Карпат и Вольно-Подольской окраины Восточно-Европейской платформы. Большим резервом являются участки шельфа Каспийского, Азовского и Черного морей. Таким образом, имеются реальные предпосылки дальнейшего развития геологоразведочных работ на нефть и газ в традиционных районах их добычи.

Наряду с этим в европейской части СССР имеются новые крупные объекты, где в настоящее время геологоразведочные работы еще, по существу, только разворачиваются. Прежде всего это касается Прикаспийской впадины, которая благодаря уникальной (до 20–22 км) мощности осадочного чехла уже давно привлекает внимание геологоразведочных организаций, но только в последние годы были получены объективные подтверждения ее высоких потенциальных возможностей.

Качественный скачок в решении проблемы нефтегазоносности Прикаспийской впадины связан с развертыванием широких геологоразведочных работ, направленных на изучение подсолевых палеозойских отложений. В настоящее время они изучаются главным образом в прибортовых зонах впадины, где глубина залегания подсолевого ложа составляет 4–6 км, в то время как в центре впадины она возрастает до 7–10 км. Полученные результаты свидетельствуют о широком вертикальном и площадном распространении нефтегазоносности в толще подсолевых отложений. Открытые к настоящему времени месторождения — Астраханское, Карачаганакское, Жанажольское — рассматриваются как новые объекты нефтяной и газовой промышленности.

Нужно отметить, что при изучении подсолевых отложений Прикаспийской впадины установлено широкое распространение кислых газов (сероводород, углекислый газ); на Астраханском месторождении они составляют почти половину состава пластового газа. Второй особенностью является высокое содержание конденсата, достигающее 500–700 г/м³ газа. Такие геохимические особенности состава газа месторождений позволяют планировать создание крупных нефтегазовых комплексов по добыче и

утилизации широкой гаммы полезных природных компонентов, содержащихся в нефти и газе.

Другим районом, привлекающим особое внимание, является Тимано-Печорская провинция, расположенная на севере европейской части СССР, между складчатыми сооружениями Тимана, Урала и Пай-Хоя. В прошлом геологоразведочные работы были сосредоточены главным образом в южных и центральных районах провинции, в то время как северные и восточные районы изучены мало и сохраняют реальные перспективы крупных открытий. По имеющимся материалам, отмечается увеличение стратиграфического этажа нефтегазоносности, а также частоты встречаемости газовых месторождений в северном и восточном направлениях, в сторону регионального увеличения мощности осадочного чехла, достигающей, судя по геофизическим данным, 7—8 км на суше и 8—9 км на прилегающих участках моря.

Среди результатов, полученных в последние годы, можно отметить открытие Варандей-Азьвинской нефтеносной зоны на северо-востоке Тимано-Печорской провинции, где нефтеносность установлена в максимальном стратиграфическом диапазоне от триаса до силура.

Таким образом, возможности нефтегазоносных провинций европейской части СССР далеко не исчерпаны. Широкий спектр геологических направлений, реализуемых в настоящее время, обеспечивает решение крупных народнохозяйственных задач по подготовке запасов нефти и газа и поддержанию размаха добычи на предприятиях нефтяной и газовой промышленности в важнейшем экономическом районе страны.

С каждым годом возрастает значение геологоразведочных работ на нефть и газ в азиатской части СССР. Это определяется стремительным ростом разведанных запасов нефти в азиатских районах и быстрым их вовлечением в народнохозяйственный оборот как за счет расширения внутреннего потребления, так и за счет увеличения объемов перекачки нефти и газа по системе дальних магистральных трубопроводов.

В фактор общесоюзного значения превратились нефтяные и газовые ресурсы Западной Сибири, на их базе создается крупнейший в стране топливно-энергетический комплекс.

К настоящему времени геологоразведочными работами охвачена большая часть Западно-Сибирской низменности, благодаря чему решены главные вопросы региональной геологии и определены важнейшие закономерности строения и пространственного размещения нефтяных и газовых месторождений в меловых и юрских отложениях.

Современный этап изучения Западной Сибири характеризуется ростом объемов работ при сохранении высоких показателей экономической эффективности подготовки запасов нефти, газа и конденсата. Увеличение объемов работ позволяет вовлечь в изучение огромную территорию, выйти на глубинные перспективные интервалы разреза, ставить и решать сложные в техническом и методическом отношении задачи. При подготовке запасов газа это проявляется в дальнейшем перемещении работ на север Западной Сибири и постепенном переходе от сеноманского комплекса на более глубокие нижнемеловые и юрские отложения. Сохранение высоких темпов подготовки запасов газа обеспечивается продолжающейся концентрацией основных объемов на крупнейших газовых месторождениях, в том числе на таких, как Уренгойское, Бованенковское, Ямбургское и др.

Большое внимание уделяется в Западной Сибири развитию сырьевой базы нефтяной промышленности. Эти работы ведутся по многим направлениям. Основной объем по-прежнему сосредоточен в Среднеобской нефтеносной области, где наряду с валанжинготеривскими отложениями стали интенсивно изучаться отложения апт-альба, ачимовской, васюганской, тюменской свит нижнего мела и юры. Региональная нефтеносность тюменской свиты (нижняя и средняя) в последние годы подтверждена во многих районах провинции, что создает предпосылки дальнейшему успешному ведению работ на нефть.

Одним из интереснейших в научном и практическом отношении направлений нефтепоисковых работ в Западной Сибири является изучение баженовской свиты, которая характеризуется своеобразным, не имеющим аналогов коллектором, образованным листоватыми глинами, залегающими в виде линз мощностью до 5—10 м среди битуминозных пород с массивной структурой. Эти отложения изучаются на Салымском и ряде других месторождений. Хотя геологические условия залегания нефти в глинистом

резервуаре полностью еще не исследованы, ясно, что эти отложения представляют важный резерв подготовки запасов нефти.

Высокие темпы развития нефтяной промышленности Западной Сибири требуют поиска новых перспективных объектов за счет более активного изучения нижнего структурного этажа платформы и доплитных образований, включающих малоисследованные отложения триаса и палеозоя. Перспективы нефтегазоносности палеозоя связываются с ниже—среднепалеозойскими осадочными бассейнами на Уват-Ханты-Мансийском, Межовском, Усть-Тымском срединных массивах. Палеозойские отложения развиты и на севере плиты, но здесь глубина залегания кровли палеозойских отложений в целом превышает 4,5–5 км, что затрудняет изучение их нефтеносности. По всей вероятности, перспективными для поисков углеводородов являются пермско-триасовые отложения квазиплатформенного бассейна на севере Западно-Сибирской плиты. Однако они залегают также на больших глубинах. Решающее значение для оценки перспектив нефтегазоносности пермско-триасовых отложений будет иметь сверхглубокое бурение.

Таким образом, геологоразведочные работы на нефть и газ в Западной Сибири ведутся широко и комплексно и несомненно будут развиваться в дальнейшем.

В формировании советской нефтяной и газовой промышленности важная роль принадлежит нефтяным и газовым ресурсам советских республик Средней Азии и Казахстана.

Первые нефтяные месторождения в Средней Азии были открыты почти сто лет назад, но истинные возможности региона определились с середины 50-х годов, когда были открыты газовые месторождения в Амударьинской провинции, на базе которых создана и успешно функционирует мощная система магистральных газопроводов для подачи газа в европейскую часть страны и на Урал.

Амударьинская нефтегазоносная провинция по геологической характеристике представляет собой синеклизу эпигерцинской платформы, сложенную мощным (до 14–15 км) чехлом мезозойскокайнозойских отложений. В настоящее время геологоразведочные работы здесь ориентированы на изучение перспективных интервалов разреза нижнего мела и верхней юры. Наряду с традиционным типом месторождений, связанных с антиклинальными поднятиями, широко развиты рифовые массивы, а также зоны регионального выклинивания юрских и меловых отложений. Важным результатом работ за последние годы является открытие в Средней Азии Даулетабат-Донмезского газового месторождения, которое подготовлено к разработке.

Амударьинская провинция — это преимущественно газоносная территория. Одна из ее геологических особенностей заключается в широком распространении сероводородсодержащих газов, распространенных в карбонатных коллекторах подсолевой части разреза верхней юры. Наряду с этим имеются геологические предпосылки направленных поисков скоплений жидких углеводородов. В свете имеющихся данных, перспективы нефтеносности связаны с ниже—среднеюрскими отложениями, но они еще слабо изучены, и, как правило, лежат на большой глубине. Кроме того, есть основания ожидать открытия отдельных нефтеносных зон в подсолевых верхнеюрских отложениях, которые традиционно считаются преимущественно газоносными. Нефтяные залежи в этих отложениях закономерно приурочены к внешнему поясу Амударьинской синеклизы. Во внутренних областях синеклизы их распространение локализовано и контролируется палеогеологическими условиями миграции и дифференциального улавливания углеводородов в конкретных участках региона. При планировании геологоразведочных работ широко используются научные принципы раздельного прогноза нефтеносности и газоносности, разработанные советскими геологами.

Поиски нефти и газа ведутся и в других районах Средней Азии. На западе региона расположена Западно-Туркменская межгорная впадина, входящая в состав Южно-Каспийской провинции. Это один из старейших нефтедобывающих районов страны: первые скважины на п-ове Челекен появились еще в конце XIX в. К настоящему времени геологоразведочные работы сосредоточены главным образом на изучении глубокозалегающих красноцветных отложений плиоцена. В перспективе планируется выход на нижележащие мезозойские отложения; для этого требуется осуществить массовое бурение скважин глубиной 5–7 км.

На востоке Средней Азии поиски нефтяных и газовых месторождений активно ведутся в Ферганской, Южно-Таджикской, Сурхан-Дарьинской впадинах. Геологоразве-

дочные работы в этих районах связаны с определенными трудностями вследствие большой погруженности основных перспективных объектов и сложности региональных и локальных структурных форм.

Большое значение придается изучению нефтегазоносности недр Казахстана. Значительная часть территории республики относится к Прикаспийской впадине, проблемы изучения которой рассмотрены выше. Однако потенциальные возможности Казахстана этим не исчерпываются. Нефтеносные области открыты, активно разведываются и осваиваются промышленностью на п-ове Бузачи и п-ове Мангышлак. В последние годы начаты разведочные работы на подводном продолжении Мангышлака в пределах прилегающего шельфа Каспийского моря. На юге Казахстана в Чу-Сарысульской впадине открыта группа месторождений газа, в котором присутствуют значительные объемы неуглеродных компонентов.

В целом в республиках Средней Азии и Казахстана геологоразведочные работы на нефть и газ ведутся в больших и нарастающих объемах, характеризуются широким набором геологических направлений. Уже разведанные запасы углеводородов имеют важное значение для развития нефтяной и газовой промышленности СССР. Есть все основания полагать, что это значение сохранится и в будущем, так как имеются крупные резервы дальнейшего положительного и результативного развития работ на нефть и газ.

При оценке перспектив нефтегазоносности СССР и долгосрочном планировании развития нефтяной и газовой промышленности важнейшая роль отводится Восточной Сибири и Дальнему Востоку. Геологические работы на нефть и газ здесь ведутся уже давно, но современная геологическая изученность территории неравномерная и в целом ниже, чем в более западных регионах страны.

Наибольшее внимание привлекает Сибирская платформа. На площади около 3 млн. км² здесь размещен ряд крупных тектонических структур, которые на основе существующих принципов нефтегазогеологического районирования объединены в три нефтегазоносные провинции: Енисейско-Анабарскую, Лено-Вилуйскую и Лено-Тунгусскую, из которых две первые перспективны по палеозойским и мезозойским отложениям, а третья — по палеозойским и рифейско-вендским.

К настоящему времени перспективность древнего и молодого возрастных этажей нефтегазоносности доказана в региональном плане открытием большой группы месторождений в различных участках Сибирской платформы. Палеозойские и рифейско-вендские отложения в основном изучаются на юге и юго-западе платформы. В последние годы основной объем этих работ сосредоточен в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы, где в подсолевых терригенных и карбонатных отложениях венда-нижнего кембрия открыт ряд многопластовых месторождений, контролируемых главным образом ловушками неантиклинального типа. Продуктивные зоны, отличающиеся улучшением коллекторских свойств терригенного коллектора, имеют обычно полосовидное и линзовидное распространение, подчиненное региональной структуре антеклизы. Помимо Непско-Ботуобинской антеклизы, синхронные отложения изучаются на Байкитской антеклизе, Катангской седловине, Ангаро-Ленской ступени, на Курейско-Балахнинском мегавале; в этих зонах также открыты месторождения нефти и газа.

Изучение мезозойских отложений сосредоточено в краевых депрессиях на севере и востоке Сибирской платформы. Крупный газоносный район разведан в западной части Енисейско-Хатангского прогиба, в районе г. Норильска, где в разрезе мела и юры выделяются до 20 продуктивных пластов. Второй газоносный район открыт в Вилуйской синеклизе и прилегающей к ней зоне Приверхоянского прогиба, где установлена региональная газоносность верхнепермских, триасовых и юрских отложений. Доказанный этап газоносности составляет около 1000 м.

Несомненно, что Сибирская платформа представляет собой перспективный регион, изучение и освоение которого будет продолжаться многие десятилетия. Учитывая слабую изученность многих крупных районов платформы, важное внимание сейчас уделяется региональным геолого-геофизическим работам, которые направлены на выявление наиболее перспективных резервуаров нефти и газа, выделение новых крупных зон нефтегазоаккумуляции, уточнение факторов, контролирующих распространение пород-коллекторов в терригенных и карбонатных отложениях. Среди нерешенных научных вопросов нужно отметить проблемы, связанные с влиянием траппового вулканизма на процессы нефтегазоносности, так как траппы распространены на большой территории Сибирской платформы.

Восточнее и южнее Сибирской платформы расположены разновозрастные складчатые области. Перспективы нефтегазоносности связаны здесь с многочисленными межгорными впадинами и прогибами, в строении которых участвуют преимущественно терригенные мезозойские и кайнозойские отложения. С разной детальностью их изучение ведется в пределах Сахалина, Камчатки, Чукотки, в южных районах Дальнего Востока, включая прилегающие шельфы. Несмотря на сравнительно небольшие объемы эти работы дают положительные результаты.

Итак, геологоразведочные работы на нефть и газ в СССР ведутся в крупных масштабах и базируются на достижениях научной мысли, современной техники и технологии исследований. Во всех нефтегазоносных районах, в том числе в "старых" районах европейской части страны, сохраняется перспектива значительных приростов запасов нефти и газа, что позволяет оптимистично оценивать возможность дальнейшего развития сырьевой базы отечественной нефтяной и газовой промышленности.

Сегодня геологическая служба страны перешла к планомерному изучению глубинного строения всей территории СССР. В практике проводимых работ широко используются космические и аэрогеофизические исследования, способствующие расшифровке региональной структуры нефтегазоносных регионов. Важное значение придается принятой в СССР программе сверхглубокого бурения скважин глубиной по 10–15 км. Первые из таких скважин — Кольская на Кольском полуострове и Саатлинская в Азербайджане — уже бурятся. Кольская скважина имеет глубину более 11 км и является наиболее глубокой скважиной в мире. В настоящее время закончены технико-экономические проработки на заложение аналогичных скважин на Урале, на севере Тюменской области, на востоке Украины и на Северо-Западном Кавказе. Реализация намечаемой программы изучения глубинного строения территории СССР обеспечит совершенствование научных основ для эффективного проведения поисков полезных ископаемых.

СССР является одной из богатейших стран мира как по разведанным запасам, так и общим геологическим ресурсам твердого топлива, в первую очередь угля.

Известно, что отечественная угольная промышленность зародилась несколько веков назад. По подсчету, выполненному к XII сессии Международного геологического конгресса (Канада, 1913 г.), общие геологические запасы угля России составляли 231 млрд. т. Развитие добычи угля в дореволюционной России характеризуется следующими данными: в 1891 г. добыча составила 6 млн. т, в 1916 — 34,5 млн. т. Около 85% этой добычи приходилось на Донецкий бассейн.

После Великой Октябрьской социалистической революции темпы подготовки и промышленного освоения угольных месторождений возросли. Особенно важное значение это имело в первые годы жизни нашего советского государства и в период массовой индустриализации, когда, по словам В.И. Ленина, уголь был настоящим хлебом промышленности. Уже в 1927 г. был восстановлен дореволюционный объем добычи угля, а геологические запасы открытых угольных бассейнов составили 475 млрд. т, т.е. вдвое увеличились по сравнению с 1913 г.

Современное состояние угольной промышленности СССР и ее материально-сырьевой базы характеризуется очень высокими показателями. В 1981 г. в стране добыто 704 млн. т угля. Общие геологические запасы углей, подсчитанные на 1980 г., составляют 6806 млрд. т, в том числе 5609 млрд. т отвечают требованиям кондиционности. Разведанные (балансовые) запасы углей всех марок по категориям А + В + С₁ составляют 281 млрд. т, из них запасы каменных углей — 171 млрд. т и бурых — 110 млрд. т.

Всего на территории СССР открыто свыше 30 угольных бассейнов, не считая отдельных расположенных площадей и месторождений. География их распространения очень широкая и охватывает все важнейшие экономические районы страны, но концентрация запасов неравномерная и характеризуется значительным сдвигом в восточные районы. Из 6806 млрд. т общих геологических ресурсов угля 5200 млрд. т, или почти 90%, приходится на Сибирь и Дальний Восток. Причем такая пропорция характерна и для бурых углей. В районах Сибири и Дальнего Востока располагаются пять из семи крупнейших угольных бассейнов мира (Ленский, Тунгусский, Таймырский, Канско-Ачинский и Кузнецкий).

Говоря о состоянии и направленности геологоразведочных работ на уголь в СССР, необходимо учитывать большое разнообразие имеющихся видов и марок углей, а также рассредоточенность распределения угольных бассейнов и месторождений на огромной территории нашей страны.

Генеральным направлением работ по-прежнему остается их преимущественная концентрация в крупных угольных бассейнах, приближенных к центрам энергопотребления: Донецкому, Подмосковному, Печорскому в европейской части страны, Кузнецкому на юге Западной Сибири, Карагандинскому в Казахстане и др. Наряду с этим важное значение придается изучению мелких, даже небольших месторождений, если они расположены в краях и областях, отдаленных от крупных центров добычи угля, и могут служить базой энергоснабжения в местном масштабе.

Районы европейской части СССР по-прежнему остаются в центре внимания геологической службы, ответственной за подготовку запасов угля. Несмотря на высокую разведанность и выработанность, сохраняются мощности по добыче угля в Донецком угольном бассейне, разрабатываемом с 1795 г. Ценность этого бассейна заключается не только в исключительно благоприятном географическом положении, но и в наличии углей практически всех марок, включая пригодные для коксования. В настоящее время геологоразведочные работы ведутся в основном на глубокозалегающих пластах, а также в прибортовых участках бассейна.

Среди других угольных бассейнов нужно выделить Печорский, в котором сосредоточено 56% общих геологических запасов угля европейской части СССР. Марочный состав углей представлен в широкой гамме от бурых до антрацитов, но наиболее распространены бурые и длиннопламенные угли. Поисковые работы сейчас ведутся на широкой территории, наиболее интенсивно в полосе, примыкающей к Уралу и Пай-Хою, где встречаются коксующиеся угли.

Важнейшая особенность современного этапа развития угольной промышленности СССР заключается во всемерном развитии добычи угля наиболее эффективным открытым способом. Эта энергетическая программа, рассчитанная на многие годы, имеет реальную и прочную сырьевую базу. По современной оценке из 281 млрд. т запасов угля категорий А + В + С₁ для открытой разработки пригодны 246 млрд. т, или около 88%, причем имеются резервы увеличения этих запасов за счет еще неосвоенных угольных бассейнов Восточной Сибири и Дальнего Востока.

Практическая реализация указанной программы уже ведется. Во исполнение решений XXVI съезда КПСС в текущем пятилетии 1981—1985 гг. осуществляются крупные мероприятия по ускоренной разведке и освоению Канско-Ачинского и Экибастузского угольных бассейнов на востоке страны, пригодных для карьерной разработки, созданию на их базе топливно-энергетических комплексов, оснащенных высокопроизводительным оборудованием большой единичной мощности.

Канско-Ачинский бассейн, находящийся на юге Восточной Сибири, является одним из бассейнов, доступных для карьерной разработки. Угли преимущественно бурые. Освоение бассейна ведется быстрыми темпами.

Экибастузский бассейн расположен в Казахстане, хорошо разведан, содержит каменные угли с высокой зональностью и низкой сернистостью. Основной продуктивный горизонт имеет большую мощность (до 250 м), что определяет высокую экономичность его промышленного освоения.

В дальнейшем масштабы работ по освоению новых угольных бассейнов и месторождений, пригодных для открытой эксплуатации, будут увеличиваться. Уже сейчас геологическая служба страны осуществляет геологоразведочные работы с целью подготовки к вводу в разработку крупного Южно-Якутского угольного бассейна и расширения объемов добычи угля в Буреинском бассейне, которые располагаются в непосредственной близости к трассе Байкало-Амурской железной дороги магистрали и должны обеспечить топливно-энергетические потребности создающихся здесь промышленных центров. В дальнейшем настанет очередь освоения других крупнейших угольных бассейнов Сибири — Ленского, Тунгусского, Таймырского, тем более что этому способствует высокое качество углей и возможность создания крупных высокопроизводительных карьеров.

Таким образом, Советский Союз располагает мощной сырьевой базой угольной промышленности, полностью обеспечивающей потребности народного хозяйства в энергетических и коксующихся углях.

На фоне крупномасштабных работ на нефть, природный газ и уголь более скромными выглядят результаты поисков, разведки и освоения месторождений сланца и битуминозных пород, но эти работы также развиваются и составляют самостоятельную задачу геологической службы СССР.

Сланценость на территории СССР распространена достаточно широко. В европейской части страны открыты Прибалтийский, Припятский, Тимано-Печорский, Вычегодский, Центральный и Волжских сланцевые бассейны, в Средней Азии — Сырдарьинский и Амударьинский, в Западной Сибири — Тургайский, в Якутии — Оленекский. Эти бассейны характеризуются различными геологическими условиями залегания горючих сланцев и разными запасами. По современной оценке, общие геологические запасы сланцев на территории СССР составляют 1062,3 млрд. т, в них содержится 52,2 млрд. т сланцевой смолы. Почти 80% этих запасов (849 млрд. т) сосредоточены в Оленекском сланценосном бассейне, связанном с ниже- и среднекембрийскими отложениями на северо-востоке Сибирской платформы. Из-за оторванности от возможных потребителей геологическое изучение его не форсируется и на современном этапе ограничено рекогносцировочными работами.

Иное положение с изучением и освоением второго по величине запасов (83,4 млрд. т) сланценосного бассейна — Прибалтийского, находящегося на Русской платформе, в промышленно развитом районе страны. Сланцы распространены в отложениях нижнего карбона, где содержится до 30 продуктивных пластов мощностью от 0,1 до 1,25 м. Уже длительное время ведется промышленная добыча сланцев этого бассейна.

В целом работы по изучению сланцев в СССР расширяются, планируется увеличить их добычу и повысить комплексность использования органической и минеральной части сланцев.

В последние годы получили развитие целенаправленные работы по изучению природных битумов и битуминозных пород. Промышленные скопления этих видов горючих ископаемых установлены в пределах крупных территорий. На основе предварительных оценок первоочередное значение будет иметь промышленное освоение месторождений битума в Татарии. В настоящее время на отдельных участках ведутся специальные работы с целью обработки методики поиска, подсчета запасов и определения кондиций на битумное сырье. Кроме того, перспективы битуминозности высоко оцениваются в районах Восточной Сибири, Мангышлака, Азербайджана, Северного Кавказа и ряде других.

При рассмотрении проблемы поисков горючих ископаемых нельзя не отметить ее экологического аспекта. Естественно, что при огромных масштабах геологоразведочных работ в нашей стране есть опасность негативного воздействия на окружающую среду. Учитывая это, в Советском Союзе в соответствии с положениями Конституции СССР во все возрастающих масштабах осуществляются комплексные мероприятия по охране окружающей среды, в том числе специальные защитные мероприятия, препятствующие загрязнению воды, земли и атмосферы при вскрышных и буровых работах, неблагоприятных выбросах нефти, газа, подземных вод, особенно обогащенных токсическими компонентами, а также других факторах.

Таковы основные вопросы, характеризующие поиски месторождений горючих ископаемых в СССР. Советский Союз полностью обеспечен разведанными запасами нефти, газа, угля, других видов горючих ископаемых, что позволяет производить их добычу и использовать комплексно, на основе взаимозаменяемости с учетом интересов общенациональной экономики и каждой советской республики нашей страны. В настоящее время разработана Энергетическая программа СССР, которая определяет генеральные направления развития всех отраслей, входящих в топливно-энергетический комплекс, и является составной частью текущего и долгосрочного планирования народного хозяйства СССР на длительную перспективу. Реализация этой программы позволит с наибольшей экономической эффективностью вести комплексные работы по геологическому изучению территории СССР, поискам и разведке месторождений горючих ископаемых.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РАЗРЕЗОВ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЕЙСМИЧЕСКИМ МЕТОДОМ

НОРМАН С. НЕЙДЛ

"Зенит эксплорейшн компани", Хьюстон, США

Для выявления и локализации аномалий скоростей сейсмических волн в недрах применялась наземная сейсморазведка, использующая высокоточные и высокоразрешающие измерения скоростей.

Пористые породы резервуаров всегда отличаются пониженными сейсмическими скоростями, независимо от их заполнения углеводородами. Особенно существенно уменьшение скоростей при наличии газа, что представляет возможность прямого его определения даже на больших глубинах аналогично тому, как это происходит при применении методики "яркого пятна" в морской сейсморазведке. Когда присутствие углеводородов и высокая пористость прослеживаются уверенно, то особенно ценным для определения точки заложения скважины окажется новый метод обработки сейсмических данных — "дифференциальный межпластовый анализ скоростей" (DIVA)*. Цветные разрезы акустической жесткости, учитывающие информацию об амплитудах волн, подтверждают возможности метода ДИВА определять зоны пористости и помогать локализовать их в поле времен отраженных волн.

При специальном научном эксперименте было пробурено 10 скважин, чтобы "доказать" действенность такого подхода. Шесть из десяти скважин вскрыли формацию Мел Остин с нормальной пористостью на участке без разломов и с очень слабо выраженной структурой. Одна скважина была "выкидная", пробуренная специально для повышения надежности статистики. В первые 12 месяцев после начала осуществления программы стоимостью 6 млн. долл. было добыто нефти и газа более чем на 4 млн. долл. Тщательное выполнение условий программы, при которой все этапы операций могут быть записаны и контролироваться, позволяет в дальнейшем улучшить технологию с точки зрения калибровки, представления информации и обработки данных.

Последующие скважины в Мелу Остин и других заданных формациях дополнительно подтвердили надежность метода DIVA и связанную с ним эффективность стратиграфических определений. Действительно, возможность вторжения в новую сферу и повышение эффективности стратиграфических сопоставлений представляется примечательным в новом подходе. В данной статье обсуждаются результаты бурения двух скважин в карбонатных отложениях. Для этих исследований был выбран двойной пояс продуктивных нефтяных залежей протяженностью 1600 км (1000 миль). По данным палеоакустических разрезов четко выявился свод между Восточно-Техасским бассейном и Мексиканским заливом. Возможность применения метода в разнообразных географических условиях была подтверждена исследованиями при поисках одиночных рифов, песчаных каналов и других объектов в Пермском бассейне.

Проект Дилли. За последние несколько лет компания "Зенит Эксплорейшн" на основе своих экспериментов разработала новый метод DIVA и связанную с ним методику по использованию цветных кривых акустического сопротивления, которые выявляют и локализируют аномалии сейсмических скоростей в недрах с до сих пор не достижимой точностью. Этот подход использовался для определения положения десяти скважин глубиной по 2100 м (7 000 фут). Эти скважины, составляющие Проект Дилли, были намечены не только с целью проведения крупномасштабного научного эксперимента, но и для оценки надежности и совершенства технологии подсчетов, а также и для определения коммерческого результата.

Скважины были пробурены на лицензионном участке площадью 1600 га (4000 акр) в округе Фрио, штат Техас, около города Дилли. Главным объектом исследования была формация Мел Остин, которая может быть высокопродуктивной в случае высокой трещиноватости. Несмотря на то, что было пробурено несколько очень удачных скважин на этой территории (5400 т — 40 000 баррелей суммарной добычи или более), район рассматривался как "наиболее трудный", так как по сейсмическим данным не

* Торговая марка Зенит Эксплорейшн Компани (в стадии патентования).

Примечание. DIVA — Differential Interformational Velocity Analysis.

обнаруживались разломы и встречались лишь небольшие изгибы пластов, да и то не всегда. Современные методы разведки в этом районе были малоуспешными. Холдич и Ланкастер в своей убедительной статье "Экономика добычи из Мела Остин" в журнале "Ойл энд газ" (9.08.82) предположили, что в районах такого типа 81,9% скважин, возможно, окажутся неэкономичными. Близость района работ к базе компании "Зенит" в Хьюстоне сделала его особенно привлекательным для проведения эксперимента, за которым можно осуществлять контроль.

Основной концепцией этого метода является определение отрицательных аномалий скоростей волн по сейсмическим данным в определенной геологической обстановке, представляющейся благоприятной для образования и улавливания углеводородов. Для достижения этой цели такие сейсмические характеристики, как амплитуды и скорости волн, измеряются с максимально возможной точностью и изображаются с использованием последних технических достижений, включая цветное представление.

Необходимым предварительным шагом при применении метода ДИВА является тщательная обработка амплитуд волн. Далее необходима точная информация о скоростях для всех отражающих границ при принятой базе наблюдения. Результаты обработки по методу ДИВА для такой информации о скоростях напоминают перевернутые кривые каротажа пористости, сопоставленные с определенным интервалом временного сейсмического разреза. Благодаря такому изображению, эти данные оказываются очень удобными для использования опытным исследователем. Таким путем легко устанавливаются совпадения зон пониженных скоростей с конкретными интервалами, однако эта современная методика требует тщательной калибровки.

Каждое изображение по методу DIVA состоит из набора перекрывающихся пар кривых, которые обрамляют ключевые интервалы глубин. Первая составная часть каждой пары кривых является скоростью ОГТ для более глубокого горизонта, в то время как другая является предсказанием этой скорости, начиная со скорости ОГТ более мелкого горизонта. Сглаженная функция интервальной скорости, полученная между двумя отражающими горизонтами, является основой предсказания. На рис. 1 показан этот метод и проиллюстрировано сходство изображения с перевернутой кривой каротажа пористости, т.е. с формой, вполне знакомой большинству исследователей. Легко выявляются зоны совпадения низкоскоростных аномалий с конкретными интервалами глубин.

На рис. 2 и 3 представлены сейсмические разрезы, записанные с АРУ по профилям 315 и 306 Проекта, проходящим через устья двух лучших скважин — Орндофф-1 и Гуд-А1. Сква. Орндофф-1, забуренная 27 июля 1981 г., дала более 6000 т (44 тыс. баррелей) нефти к 15 августа 1982 г. Эти скважины имели соответственные первоначальные потенциальные притоки в 70—80 т (500—600 баррелей) в сутки. Следует отметить, что из всех показанных скважин только скв. Гуд-1 может рассматриваться, как расположенная на структуре. Положение скв. Орндофф-1 ничем особенным не отличается на сейсмических разрезах. На этих разрезах Мел Остин заключен между отложениями Пекан Гап и глинами формации Иглфорд, расположенными непосредственно над формацией Буда. Заметим, что на приведенных разрезах полярность сейсмических импульсов соответствует знакам коэффициентов отражений.

В результате обработки по методике DIVA профиля 306 (рис. 4) отмечается вполне выразительная аномалия на интервале Мела Остин в районе скв. Гуд-1-А. В результате этих измерений и по другим данным устанавливается, что скорости снижаются более чем на 120 м/с (400 фут/с). В этих условиях очевидные признаки газа в скважине на деле имеют более высокое отношение газ/нефть, чем в Орндофф-1. Обращаясь к цветному дубликату кривых акустического сопротивления для профиля 306, можно получить дополнительную информацию. Подобное представление, хотя и не в количественной форме, в большинстве случаев дает возможность установить полярность аномалий и их точное положение во времени. Со своей стороны, обработка по методике DIVA позволяет проводить надежно определение скоростей, хотя и при слабом разрешении во времени. Цветное изображение, проградуированное в диапазонах скоростей, на деле есть лишь представление об амплитудах. Главная область их применения при осуществлении полной программы обработки заключается в установлении положения аномалий времен и в регистрации региональных изменений литологии.

На практике была принята программа, по которой все скважины Дилли бурились до кровли Мела Остин с последующим прохождением этих отложений с продувкой воздухом. Только в четырех из десяти скважин проводилась обработка кислотой и была

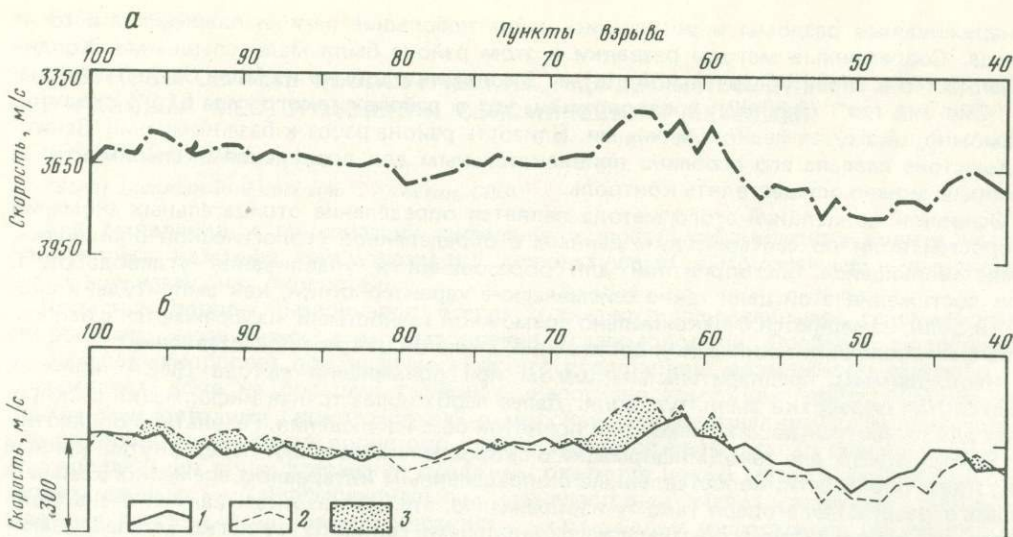


Рис. 1. Горизонтальные спектры скоростей волн
 а — для пластов, подстилающего и перекрывающего рассматриваемый; б — для опорного горизонта
 1 — кривая для более мелкого горизонта № 1; 2 — кривая для более глубокого горизонта № 5;
 3 — возможная низкоскоростная аномалия

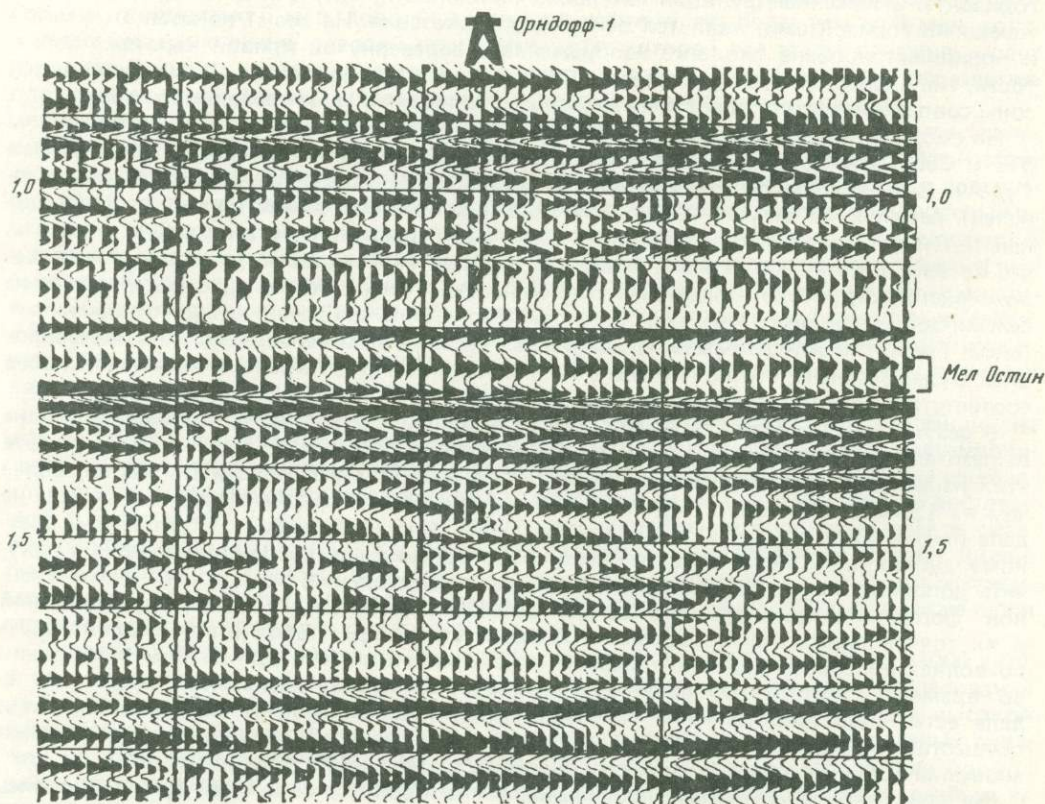


Рис. 2. Сейсмический разрез по профилю 315

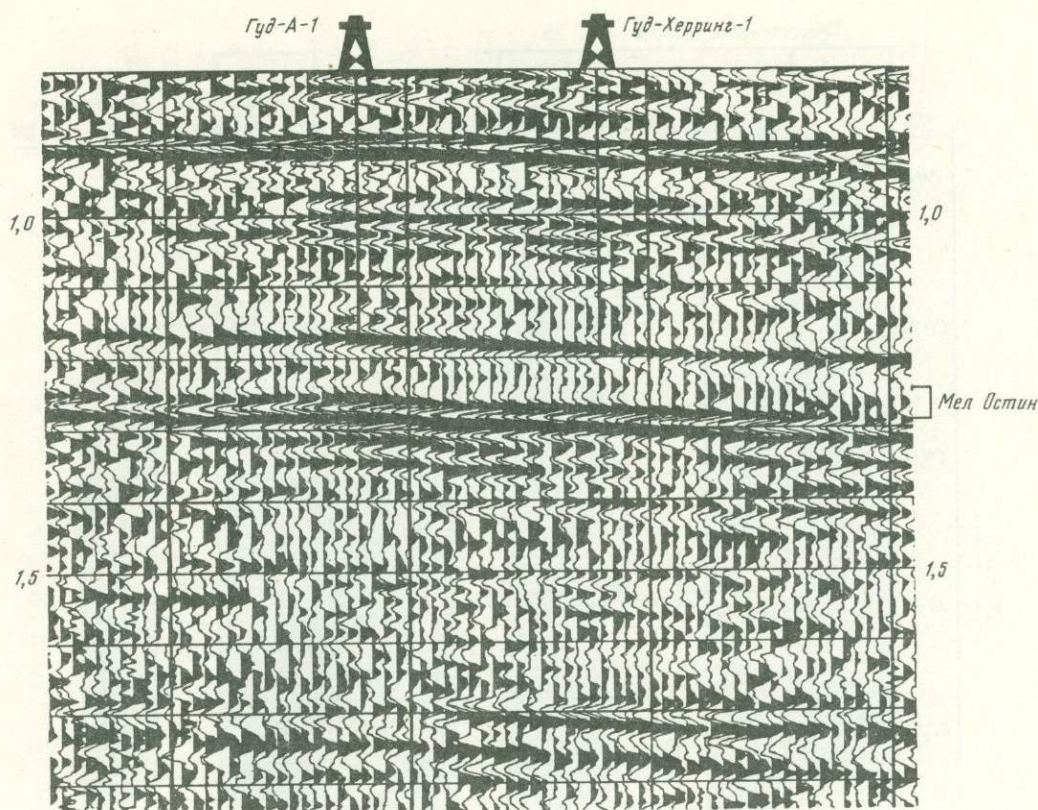


Рис. 3. Сейсмический разрез по профилю 306

слегка увеличена трещиноватость для повышения продуктивности. Эксперимент, начатый 15 августа 1981 г., все еще продолжается в пяти скважинах, причем за 13 месяцев было добыто более 20 000 т (160 000 баррелей) нефти. Выплаты по проекту для вкладчиков предполагалось завершить примерно в течение 18 месяцев. К сожалению, смена исполнителя работ привела к появлению некоторых проблем, задерживающих осуществление программы, но экономические перспективы остаются до сих пор высокими.

В ходе эксперимента было установлено, что пористость, как в дальнейшем подтвердилось бурением, хорошо коррелировалась с уменьшениями скоростей и что присутствие газа существенно увеличивало интенсивность аномалий. Абсолютные значения аномалий скоростей, как устанавливалось и по цветным кривым акустического сопротивления, очевидно, не могли быть определены, поэтому этот прием определения пористости использовался как второстепенный или дополнительный. В действительности он использовался для записи крупномасштабных изменений стратиграфии, а также, как указывалось ранее, для локализации аномалий по методике DIVA в поле отраженных времен.

В нескольких случаях после частичного забуривания в толщу Мела Остин (около 30 м — 100 фут.) бурение с продувкой воздухом становилось невозможным и началась добыча нефти. Одна из этих скважин давала первоначально только 20 т/сут (150 баррелей), а через несколько дней удавалось откачивать по 13 т (100 баррелей) в сутки. В начале 1982 г., когда продукция упала до 1,3 т (10 баррелей) в сутки, эта скважина была поставлена на добуривание остальных 100 м (300 фут.) до подошвы Мела Остин. После этого снова удалось откачивать в среднем 2,5–5 т (20–40 баррелей) в сутки. Другая скважина этой категории до сих пор дает при откачке 2,5–5 т (20–40 баррелей) в сутки с общим объемом добычи более 1900 т (14000 баррелей).

Эксперимент завершился существенным улучшением процедуры калибровки по

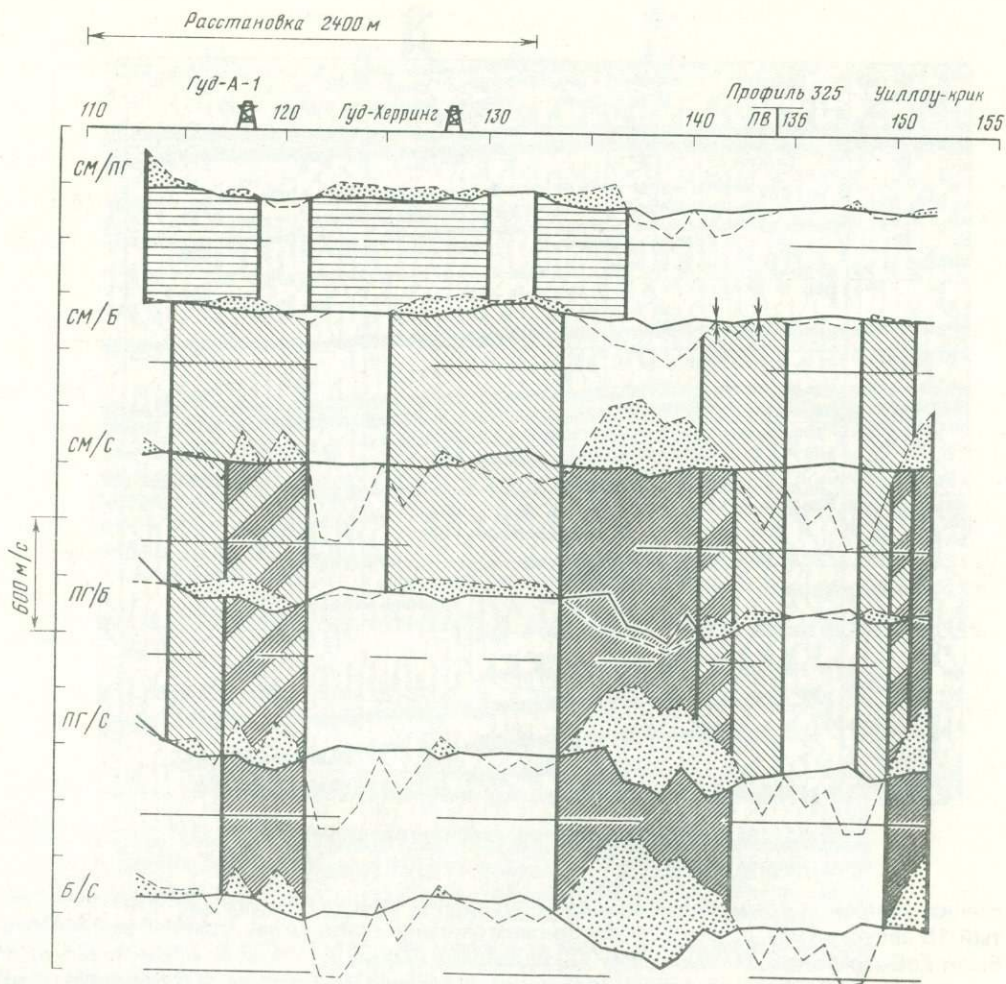


Рис. 4. Обработка данных профиля 306 по методу DIVA
 Пунктиром обозначен более мелкий горизонт СМ — Сан-Мигуэль; ПГ — Пекан Гап; Б — Буда;
 С — Слиго

методике DIVA и соответствующей технологии интерпретации. На деле первая же неудачная калибровка привела к необходимости гидроразрыва для увеличения трещиноватости в скв. Райт-1. Здесь было установлено после бурения по "плотному" мелу, что зона высокой пористости не может быть расположена дальше чем в 100 м (300 фут.) от подошвы Мела Остин. В результате ошибочной калибровки, которая затем была исправлена, пришлось пробурить между двумя небольшими, недалеко разнесенными трещиноватыми зонами, которые отобразились по результатам применения методики DIVA как единая зона большой протяженности по площади.

Полный эксперимент даже предусматривает бурение одной скважины, где предполагается очень низкая пористость, чтобы подтвердить этот факт. С этой точки зрения Проект Дилли также завершен. Еще одна скважина была пробурена на бесперспективном участке для удержания арендного участка, где была расположена высокопродуктивная скважина (рис. 5). Основываясь на данных упомянутой выше статьи Холдича и Ланкастера, была суммирована экономическая эффективность Проекта Дилли (см. рис. 5). Эта статистика включает "сухую" скважину, расположенную в бесперспективном районе.

Другие примеры. Профиль 3 на участке Хафуэй в округе Хьюстон, штат Техас

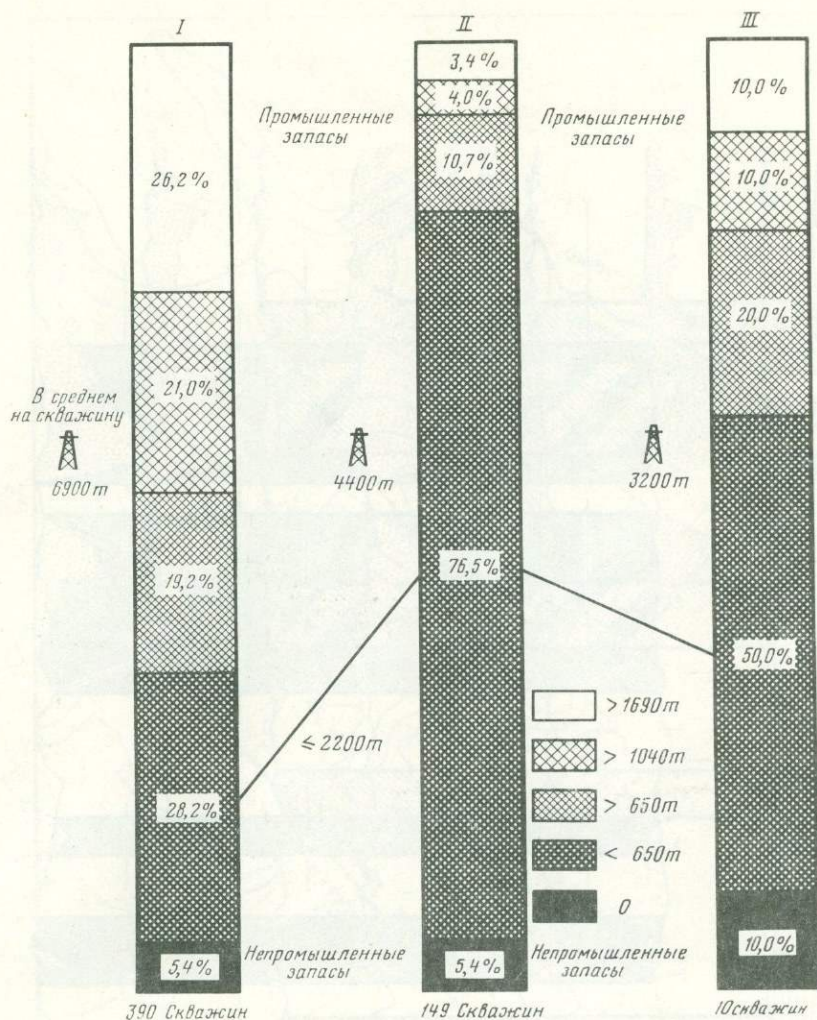
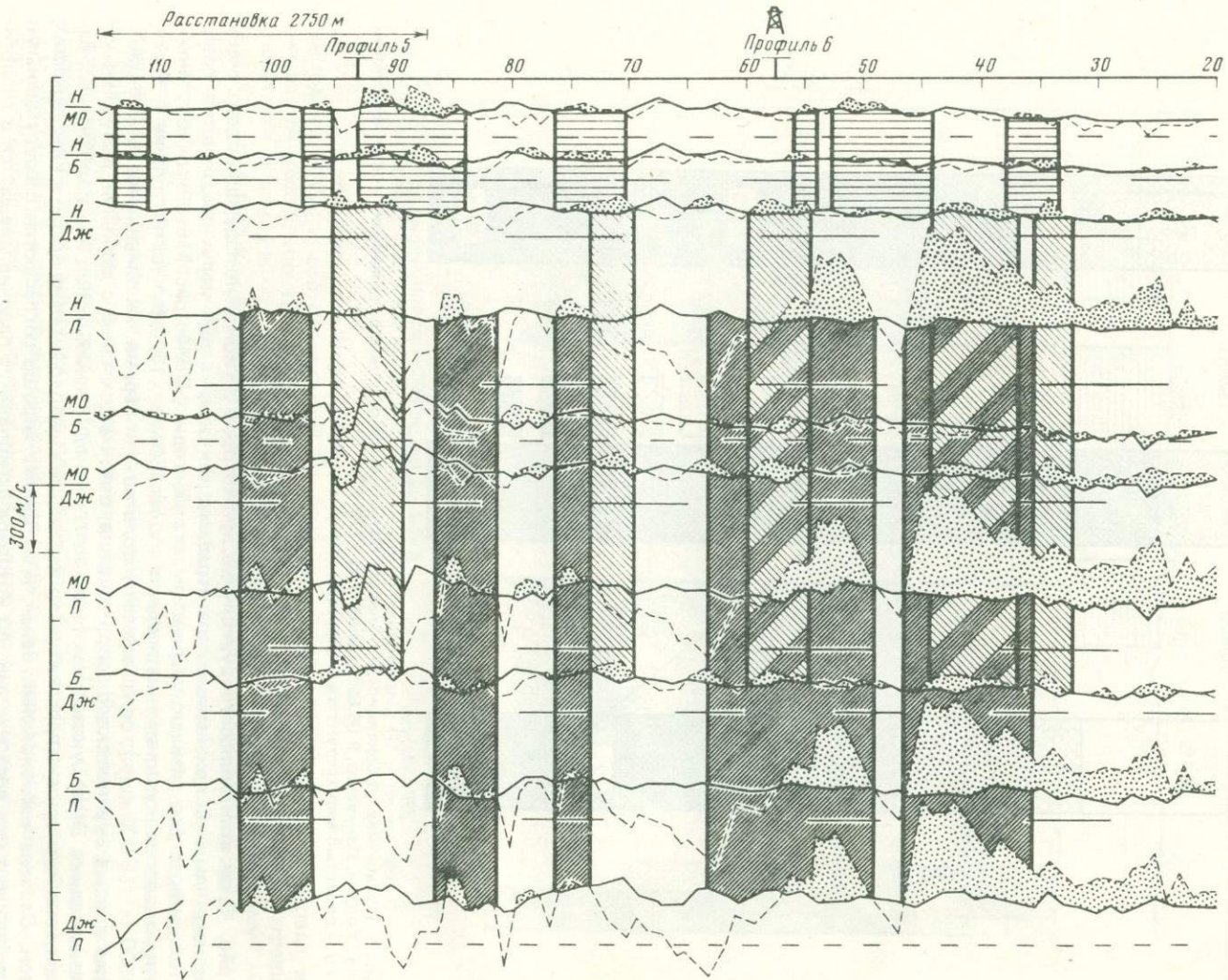


Рис. 5. Повышение эффективности освоения Мела Остин в результате применения новой технологии (по [Холдич, Ланкастер, 9.08.82]), данные на 17.08.83
 I — пористый мел (структуры, сбросы); II — "плотный" мел; III — плотный мел

(рис. 6, см. вкл.), иллюстрирует случай, при котором регионально падающие слои с очень незначительными признаками стратиграфических осложнений могут представлять большой интерес для разведки. При анализах по методике DIVA (рис. 7) было точно установлено существенное понижение скорости (более 450 м/с — 1500 фут./с) на глубине более 4500 м (15 000 фут.), связываемое с оолитовыми барями, заполненными газом. Цветные кривые акустического сопротивления, опять в сочетании с данными, полученными по методике DIVA, указывают также на серию одиночных рифов или карбонатных банок с особо высокими перспективами формации. Эдвардс, а также выше- и нижележащих зон. Система расположения банок и их форма хорошо согласуются с современными геологическими воззрениями, по которым региональное падение смещается в геологическом времени из Восточно-Техасского бассейна на север в районе Мексиканского залива.

Положение первой скважины было выбрано для опробования формации Эдвардс и других горизонтов банок, а также более глубоко залегающих пород формации Петит.



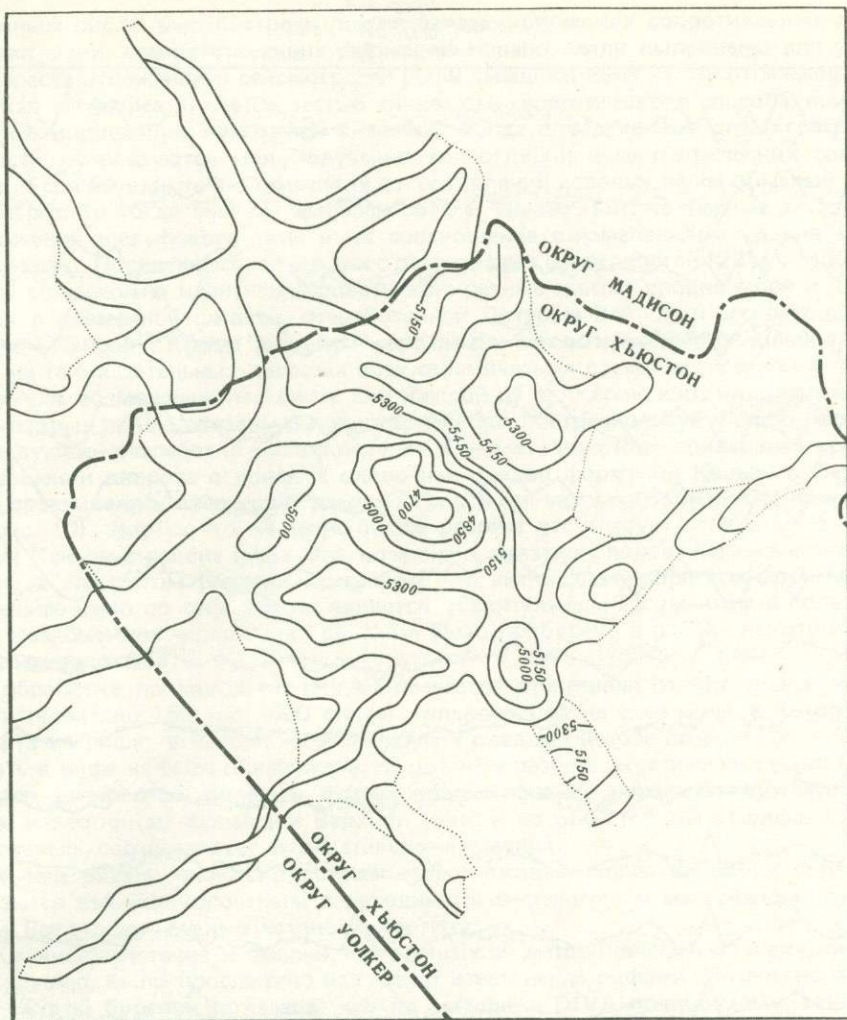


Рис. 8. Интервальная скорость отложений формации Муриг Спорт (в м/с)

Из-за расположения в форме эшелона наилучшие примеры более глубоких горизонтов должны располагаться севернее, чем это показано, в то время как наилучшее положение для формации Петит находится на юге. В связи с падением цен на газ с больших глубин выбор местоположения скважин диктуется экономическими соображениями. Фактически глубоко расположенный объект не был выявлен, и предполагается, что он был пропущен. Анализ амплитуд на удалениях от пункта возбуждения проводится в настоящее время для подтверждения наличия объекта.

Последовательность карбонатных банок была подтверждена, и в оценочной скважине отмечалось большое отклонение от кривой газового каротажа на уровне формации Эдвардс. Модели, получаемые по анализу известных разрезов и по методике DIVA, оказались в какой-то мере упрощенными по сравнению с действительными формами, хотя модель правильно зафиксировала суть обстановки. Малоблагоприятные условия поставили под сомнение необходимость добуривания первой скважины, несмотря на

Рис. 7. Обработка данных профиля 3 по методу DIVA

Н — Наваро; МО — Мел Остин (подшва); Б — Буда; ДЖ — Джеймс; П — петит

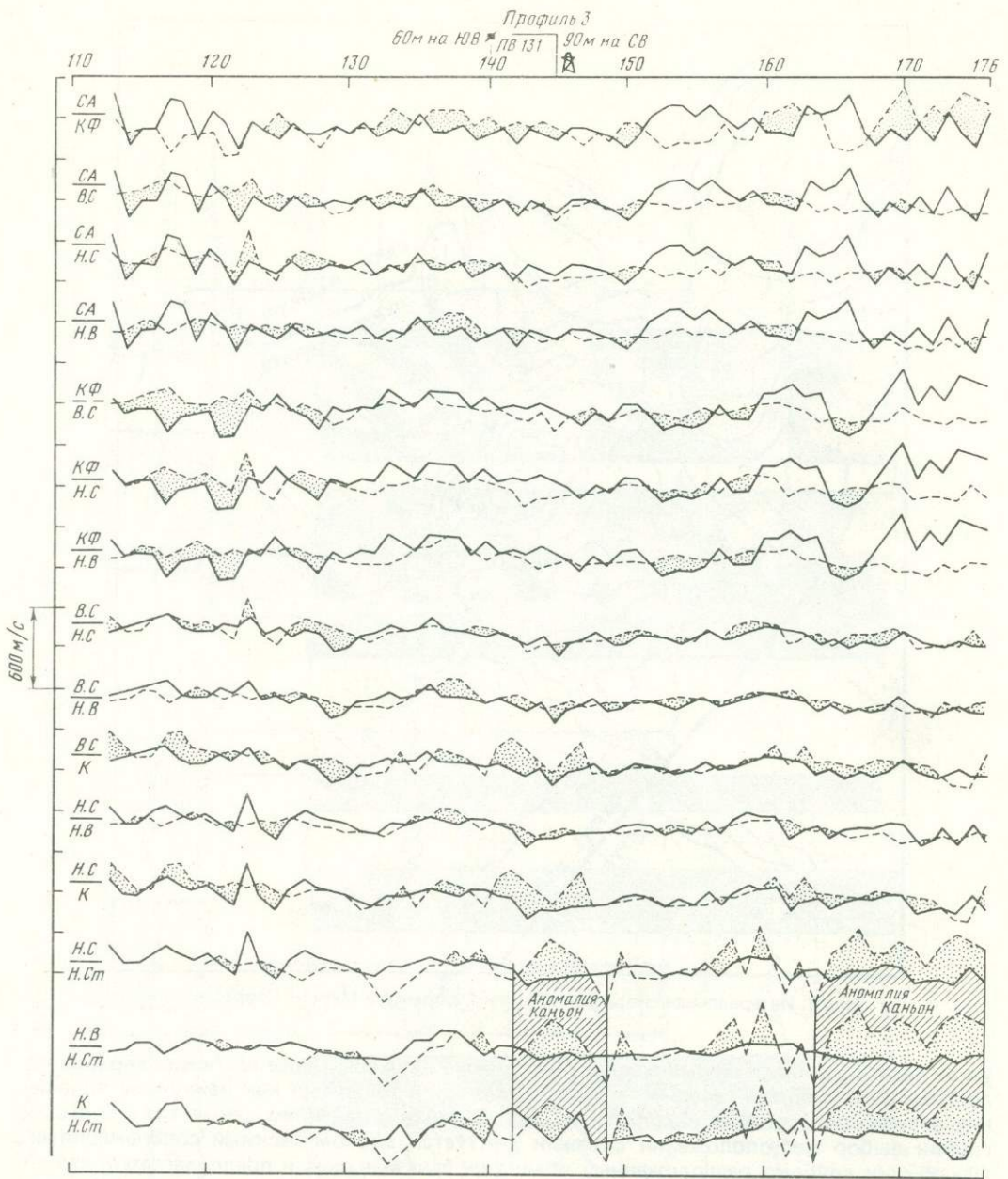


Рис. 10. Обработка данных профиля 12 по методу DIVA, данные на 28.12.82.
 СА — Сан-Андреас; КФ — Клар Фок; В.С — Верхний Спроберри; Н.С — Нижний Спроберри;
 Н.В — Нижний Вулфкамп; К — Каньон; Н.Ст — Нижний Строн
 Пунктиром обозначен более мелкий горизонт

то, что было отмечено девять проявлений, а матричная и трещиноватая пористости колебались от 8 до 12%. Вторая скважина была пробурена в трех километрах (2 милях) на СЗ от первой на другом сейсмическом профиле, который проектируется приблизительно на пункт взрыва 93 (см. рис. 7). Вторую скважину пробурили только до формации Родесса. Были получены обнадеживающие проявления, и испытание самого глубоко-козалегающего горизонта указало на запасы около 80 млн м³ (3 млрд. фут.³) газа и 27 000 т (200 000 баррелей) конденсата.

По данным рис. 7 был построен разрез палеоакустических сопротивлений, где времена регистрации, соответствующие формации Наваро, были выровнены для установления возраста отложений и сейсмографы были смещены вниз на эту отражающую границу. Такая методика является частью знакомого геологического способа, применяющегося при корреляции каротажей скважин, когда определенные стратиграфические поверхности используются для получения палеоглубин и геометрических соотношений слоев. Если бы вместо акустических сопротивлений использовался обычный сейсмический разрез, то тогда был бы выделен свод в Травис Пик, но важные детали рифовых отложений шельфового типа и их соотношение с изменениями уровня моря не были бы видны. После перестроения этого разреза с шагом скоростей 120 м/с (400 фут/с) оказалось возможным идентифицировать конкретные циклы уровня моря и коррелировать их с временной шкалой, разработанной Питером Вейлом и его сотрудниками в компании "Эксон". Кроме того, при корреляции зон возможного скопления углеводородов на таких детальном разрезах всех сейсмических профилей изучаемой территории оказалось возможным построить для каждой из зон серию карт интервальных скоростей, которые прямо связаны с пористостью. Эти построения будут очень полезными при последующей разработке месторождения. Одна из таких карт приведена на рис. 8.

При решении вопроса о поисках одиночных рифов формации Каньон в Пермском бассейне сравнивались временные разрезы (рис. 9 см. вкл.) и их обработка по методике DIVA (рис. 10). Видно, что на черно-белом разрезе отсутствует отражение от кровли формации Каньон в районе рифа. Это, возможно, связано с появлением известнякового материала в глинистом разрезе над рифом, что часто бывает при его формировании. Тем не менее само по себе это не является убедительным аргументом в пользу бурения, так как большое число сухих скважин было пробурено в районе некоторых меньших по размеру рифов.

При обработке по методике DIVA отмечается отчетливая отрицательная аномалия скорости примерно 150 м/с (500 фут/с) только в районе скважины, в которой получена нефть из рифа; в районе же двух других скважин по обе стороны от этой аномалии нефть в рифе не была обнаружена. На цветном разрезе акустических сопротивлений отмечается интересная типичная форма положительной аномалии, соответствующая плотным известнякам формации Верхний Каньон по обе стороны от рифа, которому, в свою очередь, соответствует отрицательная аномалия.

Сразу над рифом низкоскоростные известняковые глины на обоих бортах рифа прорываются высокоскоростным переходным известняковым материалом, связанным с рифом. Все это дает очень отчетливую картину.

Аналогичное сочетание аномалий, полученных по методике DIVA и по акустическому сопротивлению, было прослежено над всеми известными рифами. Интересно отметить, что результаты бурения показали, что по методике DIVA по-видимому, может быть получена более точная локализация зон пористых рифов, чем только с помощью данных акустического сопротивления. С другой стороны, судя по результатам, полученным по методике DIVA в районе ПВ 170, эта методика не может свидетельствовать о наличии пористых рифов при отсутствии данных акустического сопротивления. Это связано с тем, что обработка по методике DIVA проводится в широком временном окне, захватывающем формации Каньон и Строн, и будет отмечать пониженные скорости в любом месте в пределах этого интервала, в то время как по данным акустического сопротивления можно точно указать на аномалию по оси времен, но лишь приблизительно — в горизонтальном плане. Эффективность комплексной обработки хорошо иллюстрируется этим исследованием.

Методика DIVA и связанные с ней процедуры являются мощным инструментом в изучении стратиграфии, который может быть применен при анализе плоскопараллельных сейсмических границ. Методика также может успешно использоваться и в районах развития структур, где, как хорошо теперь известно, зоны повышенной пористости не обязательно совпадают с приподнятыми участками. Скважины по Проекту Дилли и другие материалы не только показали, как пользоваться представленной методикой, но и убедили в важности научного подхода к разведке углеводородов. Нам еще предстоит осознать объем информации, содержащийся в сейсмических данных.

СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ ПРИ ОБОСНОВАНИИ ПОИСКОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

И.И. НЕСТЕРОВ, А.В. РЫЛЬКОВ, В.И. ШПИЛЬМАН

*Западно-Сибирский научно-исследовательский геолого-разведочный
нефтяной институт Министерства геологии РСФСР, Тюмень, СССР*

А.Н. ДМИТРИЕВСКИЙ

*Московский институт нефтехимической и газовой промышленности,
Москва, СССР*

М.С. САЙДАЛИЕВА, Д.С. СУЛТАНОВ

Ферганский политехнический институт, Фергана, СССР

Современная геология изучает широкий спектр объектов: от осадочного бассейна до образца керна и далее до микроскопических структур этого образца. При этом различия в размерах образца и бассейна такие же, как различия между образцом и составляющими его молекулами. Объединить закономерности, установленные на разных иерархических уровнях, использовать их для эффективного поиска новых месторождений — сложная и очень важная задача современной нефтяной геологии.

Изучение геологических объектов — нефтегазоносных провинций, районов, месторождений — производится, как и в других науках, с помощью приборов, систем технических средств. К такому единому "прибору" региональной нефтяной геологии можно отнести весь комплекс поисково-разведочных работ. Этот "прибор", как и любые другие, обладает определенными погрешностями, способен не случайным образом исказить, иногда весьма существенно, получаемую с его помощью информацию. Так, например, в любом районе распределение открытых месторождений по величине запасов отражает отчасти природные геологические закономерности, а отчасти — свойства систем наблюдений: плотность сети сейсморазведочных профилей, расстояние между скважинами и др.

Таким образом, мы изучаем природу с помощью сложного инструмента, изучаем объекты и закономерности их развития на разных иерархических уровнях, с тем чтобы оптимально управлять поиском новых залежей, т.е. управлять тем же самым "прибором" изучения природы.

В этой сложной ситуации системный анализ позволяет избежать наиболее грубых просчетов, связанных с недоучетом свойств эмерджентности системы, специфики перенесения различных закономерностей с одного иерархического уровня на другой, искажающего влияние систем наблюдений.

Для системного подхода к изучению нефтегазоносности и выбора главных направлений работ необходимо исследование трех крупных задач: а) строение геологических объектов; б) процессы, протекающие в этих объектах; в) системы изучения геологических объектов.

Для решения этих задач необходима разработка **структурных моделей**, описывающих выделение объектов в пространстве и описание их свойств, **функциональных моделей**, описывающих процессы нефтегазонакопления, и **техногенных моделей**, описывающих поисково-разведочный процесс. Заключительная стадия такого системного анализа сводится к изучению взаимодействия созданных блоков с целью выработки оптимальной стратегии поиска новых нефтегазоносных объектов.

Структурные модели геологических объектов. Объект должен обладать стабильными характеристиками тех своих особенностей, которые не изучаются или изучение которых вызывает наибольшие затруднения при описании происходящих в нем процессов, истории его развития.

При изучении нефтегазонакопления наибольшие трудности вызывает описание массопереноса флюидов. Значит, объекты должны обладать стабильными свойствами прежде всего относительно перемещения углеводородов, т.е. разделяться на проницаемые и непроницаемые.

В некоторых случаях оказывается полезным выделить третий компонент — полупроницаемые толщи. Разделение объектов на коллекторы и покрышки имеет смысл

Таблица 1

Классификация объектов осадочного чехла
для количественного прогноза нефтегазоносности

Уровень объекта	Часть территории осадочно-породного бассейна, занятая объектом, %	Покрышка	Преимущественно проницаемые тела между покрышками	
I	>60	Межрегиональная	Мегакомплексы — Осложненная часть мегакомплекса Неосложненная часть	
II	30—60	Региональная	Комплексы — Осложненная часть комплекса Неосложненная часть	
III	5—30	Зональная	Резервуары — Осложненная часть Неосложненная	
IV	<5	Локальная	Пласты	

только в том случае, если задана иерархия объектов. Допустим, в глинистом теле содержится песчаная линза. В зависимости от ее размера и принятой классификации можно выделить эту линзу в самостоятельный резервуар или считать ее несущественным осложнением покрышки. Многими исследователями (Бакиров, Брод, Хаин, Нестеров и др.) показана принципиальная общность развития осадочно-породных бассейнов различного размера. Так, мезозойско-кайнозойский осадочный бассейн Вилюйской синеклизы является по ряду признаков уменьшенной копией аналогичного по возрасту огромного Западно-Сибирского. Поэтому Э.А. Бакиров и Г.П. Мясникова предложили классифицировать покрышки и резервуары не по абсолютной величине площади их распространения, а по относительной, в зависимости от того, какую часть бассейна занимает объект. Это позволяет сравнить однотипные по строению объекты в различных провинциях мира, при этом абсолютные размеры бассейна служат прогнозным фоном, который всегда может быть учтен при анализе различных закономерностей (табл. 1).

Нефтегазоносные комплексы могут состоять из любых наборов пород. Соотношение в них различных литологических разностей необходимо учитывать при последующем выводе зависимостей. На этапе выделения объектов должен учитываться только один фактор — относятся они к флюидоупору или нет.

После разделения пород чехла на два типа проводится операция "поглощения мелких тел". Если площадь тела менее 1 тыс. км², то для первых трех уровней прогноза оно не имеет значения и этому маленькому объему приписываются те же свойства, которыми обладают окружающие его породы.

Поверхность раздела, ниже которой развиты проницаемые породы, а выше непроницаемые, называется подошвенной или экранирующей. Поверхность, ниже которой развиты непроницаемые породы, а выше проницаемые, — кровельной. Смежные кровельные и подошвенные поверхности могут пересекаться. Линия их пересечения является боковой границей литологического тела. Простой покрышкой называется тело, выделяемое от данной экранирующей поверхности вверх до смежной кровельной. Проницаемое тело, ограниченное со всех сторон границей замещения непроницаемыми породами, следует рассматривать как осложнение вмещающей его покрышки.

Покрышки называются соподчиненными, если более чем половина границы раскрытия нижней покрышки перекрывается верхней покрышкой. Соподчиненные простые

покрышки, принадлежащие одному и тому же лито. огическому телу и имеющие общие точки, объединяются в составную покрышку.

Распространение кровельной поверхности однозначно определяет площадь распространения экранируемой ею относительно проницаемой толщи. Мощность этой толщи определяется расстоянием от экранирующей поверхности вниз до покрышки того же или более высокого уровня региональности.

Верхняя часть объема любого проницаемого комплекса, не включенная в проницаемый объект следующего уровня, выделяется как его неосложненная часть. Это тело со ступенчато погружающейся подошвой за счет последовательного раскрытия нижних покрышек.

Пример системного подхода к разделению осадочного чехла на объекты прогноза показаны на рис. 1.

Такое разделение позволило для каждого уровня объектов найти слои, специфические количественные зависимости, определяющие изменение в них концентрации нефти и газа.

Высшую ступень в нефтегазовой ветви иерархии занимает нефтегазоносная провинция [7], под которой понимается один или несколько осадочных бассейнов, имеющих сходные черты геологического строения и развития и объединенных общностью стратиграфического положения основных региональных нефтегазоносных комплексов [2].

Осадочные бассейны (или бассейн), входящие в нефтегазоносную провинцию, обладают существенными чертами сходства в своем строении и развитии. Все они формируются в течение 150–200 млн. лет, нижняя часть их осадочного разреза представлена обычно более грубозернистым материалом, накопившимся преимущественно за счет внутренних источников сноса, все они переживают обычно два основных этапа накопления пород, существенно обогащенных ОВ. В большинстве из них через 30–50 млн. лет после начала формирования наступает этап максимального тектонического покоя и на огромных пространствах накапливаются существенно битуминозные породы (баженовская свита в Западной Сибири, кузакская в Восточной, породы доманика в Волго-Уральской провинции). Завершается формирование осадочных бассейнов интенсивным регрессионным режимом. Формирование бассейнов может происходить как на месте пенепленизированных магматических комплексов предшествующих эпох, так и на ранее созданных и в большей или меньшей степени разрушенных бассейнов. Так, мезозойско-кайнозойский осадочный бассейн Западной Сибири на западе перекрыл пенепленизированные герциниды, на юге — небольшие фрагменты палеозойского бассейна, который развивался согласно общей схеме и был на последующих этапах существенно разрушен, и на севере — слабо разрушенную, как предполагается, часть палеозойского бассейна.

Рис. 1. Классификация нефтегазоносных объектов осадочного чехла Западной Сибири

а — схема строения чехла; *б* — соподчиненность объектов. 1 — флюидоупоры; 2 — преимущественно проницаемые породы; 3 — фундамент и кора выветривания.

Цифры в кружках — обозначения объектов (в последовательности, изображенной на графе соподчиненности): О — весь мезозойско-кайнозойский чехол; 1 — мегапокрышка мелового нефтегазоносного мегакомплекса; 2 — меловой нефтегазоносный мегакомплекс; 3 — мегапокрышка юрского нефтегазоносного мегакомплекса; 4 — юрский нефтегазоносный мегакомплекс; 1.0 — неосложненная часть мегапокрышки мелового мегакомплекса; 1.8 — проницаемые тела, осложняющие покрышку мелового мегакомплекса; 2.0 — неосложненная часть мелового мегакомплекса; 2.8 — осложненная часть мелового мегакомплекса; 3.0 — неосложненная часть мегапокрышки юрского мегакомплекса; 3.8 — проницаемые тела, осложняющие покрышку юрского мегакомплекса; 4.0 — неосложненная часть юрского мегакомплекса; 4.8 — осложненная часть юрского мегакомплекса; 2.1 — покрышка аптского нефтегазоносного комплекса; 2.2 — аптский нефтегазоносный комплекс; 2.3 — покрышка неокомского нефтегазоносного комплекса; 2.4 — неокомский нефтегазоносный комплекс; 3.4 — баженовский нефтегазоносный комплекс, осложняющий покрышку юрского мегакомплекса; 3.8 — ачимовский нефтегазоносный комплекс, осложняющий покрышку мегакомплекса; 4.3 — покрышка ааленского нефтегазоносного комплекса; 4.4 — ааленский нефтегазоносный комплекс; 4.5 — покрышка нижнеюрского нефтегазоносного комплекса; 4.6 — нижнеюрский нефтегазоносный комплекс; 3.2.0 — неосложненная часть аптского нефтегазоносного комплекса; 2.2.2 — осложненная часть аптского нефтегазоносного комплекса; 2.4.0 — неосложненная часть неокомского нефтегазоносного комплекса; 16 — ипатовский резервуар, осложняющий покрышку мелового мегакомплекса; 75, 77, 79 — зональные покрышки над резервуарами неокомского нефтегазоносного комплекса; 76, 78, 80... — резервуары неокомского нефтегазоносного комплекса; 36 — васюганский резервуар, осложняющий покрышку юрского нефтегазоносного комплекса

Стабильность и изменчивость — две стороны процесса развития, предопределяющие строение осадочных бассейнов. С одной стороны, миграция зон максимального прогибания, т.е. районы, которые начали первыми прогибаться, обычно на этапах регрессивного режима первыми воздымаются, в это время районы, вовлеченные в прогибание позднее, еще продолжают опускаться, т.е. развитие бассейна подчиняется волновым законам формирования. С другой стороны, черты унаследованного развития от структур фундамента, прослеживающиеся нередко во всей истории района, четкие однонаправленные фациальные изменения, смещение границ фациальных замещений в определенных направлениях на одних этапах развития, на других — однотипные породы, формирующие на огромных площадях, смены режимов осадконакопления, происходящие синхронно в различных регионах.

При изучении закономерностей нефтенакопления конкретного участка в бассейне нас должны интересовать прежде всего частные вопросы развития, относящиеся именно к этому району. При глобальном изучении, когда сопоставляются между собой различные бассейны, наибольший интерес представляют общие черты истории их развития.

Таким образом, осадочные бассейны по истории развития подразделяются на: а) завершившие полный цикл своего развития и не разрушенные; б) завершившие цикл своего развития и существенно разрушенные; в) находящиеся в стадии формирования.

По интенсивности и размерам прогибания, которые в обобщенном виде отражаются объемной скоростью накопления отложений W (в тыс. км³/млн.лет), осадочные бассейны подразделяются на четыре группы: $W > 14$; $14 > W > 4$; $1,5 < W < 4$; $W < 1,5$. И, наконец, в осадочных бассейнах выделяется ряд классов по более частным свойствам: интенсивность дизъюнктивной тектоники, наличие траппового магматизма, развитие соленосных толщ и др.

Сегодня для создания непротиворечивых моделей строения объектов геолог располагает мощным арсеналом: материалы сейсморазведки, керн скважин, различные виды промысловой геофизики, космические съемки и т.д. Ни один из существующих методов не может однозначно и с требуемой детальностью дать описание геологических объектов. Только изучение всех видов информации в совокупности позволяет создать адекватные природе конструктивные модели.

Функциональные модели нефтегазонакопления. Процесс нефтегазонакопления может быть изучен на различных уровнях, описан с различной детальностью. Необходимо, чтобы это описание удовлетворяло трем главным требованиям: отражало изменчивость концентрации ресурсов в объектах того иерархического уровня, для которого с помощью этого описания предстоит принимать решения о направлениях работ; параметры, использованные для описания процесса, должны реально измеряться существующей техногенной поисково-разведочной системой или надежно прогнозироваться; должен существовать надежный эмпирический материал для проверки созданных моделей.

Генерация углеводородов. Системный подход показывает, что лучше всего решать этот вопрос с позиций общей теории преобразования органического вещества в земной коре. Исследования по классификации углей и РОВ, отражающие и их генезис, и историю преобразования, проведены В.И. Вернадским, В.А. Успенским, Ван Кревеленом, Н.Б. Вассоевичем, В. Тиссо и многими другими. Главный результат этих работ — установленное наличие взаимосвязей между характеристиками состава и свойств углей и РОВ, палеотемпературами, катагенезом, взаимосвязей сложных, установленных преимущественно на качественном уровне. Применительно к задачам прогноза нефтегазонакопления с использованием богатого опыта многих исследователей нами была предпринята попытка разработать единую количественную теорию преобразования различных типов РОВ и углей в катагенезе. Фактическим материалом послужили несколько тысяч анализов углей, несколько сот анализов РОВ и ряд обобщенных сводных их характеристик, полученных Н.Б. Вассоевичем, Б. Тиссо, В. Пеле, А.Э. Конторовичем, И.И. Нестеровым, В.А. Успенским, Н.М. Страховым, С.Г. Неручевым и др. Все результаты анализа были сгруппированы по РОВ и углям однотипного генезиса, а внутри классов объединены в группы с близкими значениями отражательной способности витринита ($R^a \pm 3$) и с близким содержанием водорода ($H \pm 0,5\%$). Для каждой группы определено среднее содержание углерода. Эти данные были вынесены на график в координатах: H ; $0,1 R^a$. На поле графика наблюдалась достаточно закономерная картина изменения

концентрации углерода. Для количественного описания была использована следующая модель.

На основании исследований энергий активации различных структур, образующих кероген, выполненных Б.Тиссо [16], и экспериментальных данных по его термодеструкции было выдвинуто предположение, что начальное распределение в керогене структур с различной энергией активации подчиняется закону Пуассона, а поведение каждой "структуры" в различных термодинамических условиях — закону Больцмана.

Введение вероятностных законов при описании динамики такой сложной системы, как кероген, является, по нашему мнению, совершенно неизбежным и позволяет получить важные конструктивные решения. Общий вид модели:

$$\ln M = \theta [\exp(\alpha T - 1)] - \frac{\beta}{T}, \quad (1)$$

где M — доля массы керогена, перешедшая в активизированный продукт; T — температура; θ — параметр распределения Пуассона, задающий распределения "структур" керогена по энергиям активации и тем самым однозначно определяющий его тип; α и β — параметры закона Больцмана.

Чтобы применить модель для описания истории углерода в различных типах РОВ и углей, необходимо было перейти от температур к отражательной способности витринита и увязать потерю массы керогеном в катагенезе с ростом в нем концентрации углерода. При этом оказалось необходимым учитывать дисперсность РОВ, существенно определяющую связь температуры и отражательной способности витринита, степень зрелости керогена. Было предложено так же количественно задавать "класс керогена" [12] по концентрации в нем водорода на начало катагенеза. Кероген, содержащий в конце диагенеза от 2 до 2,5% Н, отнесен к первому классу, от 2,5 до 3% — ко второму и т.д. Собственно параметр K играет ту же роль, что θ в формуле (1).

Получена следующая формула, описывающая изменение C в керогене:

$$\ln C = x_1 \left[\left(K + \frac{\Delta}{3} \right) e^{x_2 \frac{K - \Delta}{R - 4}} - \left(K + \frac{\Delta}{4} \right) \right] + x_3 \frac{K + 0,1\Delta}{R - 4}, \quad (2)$$

где C — концентрация углерода в долях; K — класс ОВ по И.И. Нестерову [13] — дисперсность органического вещества; R — отражательная способность витринита ($R = 0,1 R^a$); x_1, x_2, x_3 — коэффициенты пропорциональности между K и θ , T и R , K , R и α, β , где θ, T, α и β из формулы (1).

Расчет модели на описанном выше фактическом материале показал, что она хорошо с ним согласуется (множественный коэффициент корреляции 0,994), а неизвестные коэффициенты принимают значения: $x_1 = 0,053 + 0,058$; $x_2 = 0,075$; $x_3 = 0,0386$. Показатель дисперсности захороненного органического вещества (Δ) является одним из наименее изученных. По нашим данным, он равен (в размерностях, использованных в формуле) 32—35 для углей и 29—32 для РОВ. При построении палетки (рис. 2) и в дальнейшем изложении $\Delta = 32$, что позволяет объединить анализы РОВ и углей. В то же время введение этого параметра позволяет получить серию частных решений и палеток: для тонкодисперсного РОВ, для РОВ в песчано-алевроитовых породах и т.д.

Формула (2) с расчетными значениями коэффициентов имеет вид:

$$\ln C = 0,053084 (K+11) e^{0,075 \left(\frac{K-32}{K-4} \right)} - 0,057971 (K+8) + 0,038598 \frac{K+0,34}{R-4} \dots \dots \quad (3)$$

Аналогичным способом получена формула, описывающая изменение концентрации водорода (Н в %) для любого класса K при катагенезе R .

$$H = 10^{-2} (0,166K - 9) [R(R - 20) + 375] + 32 - 0,6 R \dots \quad (4)$$

По формулам (3) и (4) построена палетка (см. рис. 2), на которой показаны также некоторые фактические данные по изменению РОВ и углей, иллюстрирующие удовлетворительное совпадение с теоретическими расчетами. Для каждой точки палетки могут быть построены векторные диаграммы, две из которых нанесены. Каждый

Исходное органическое вещество

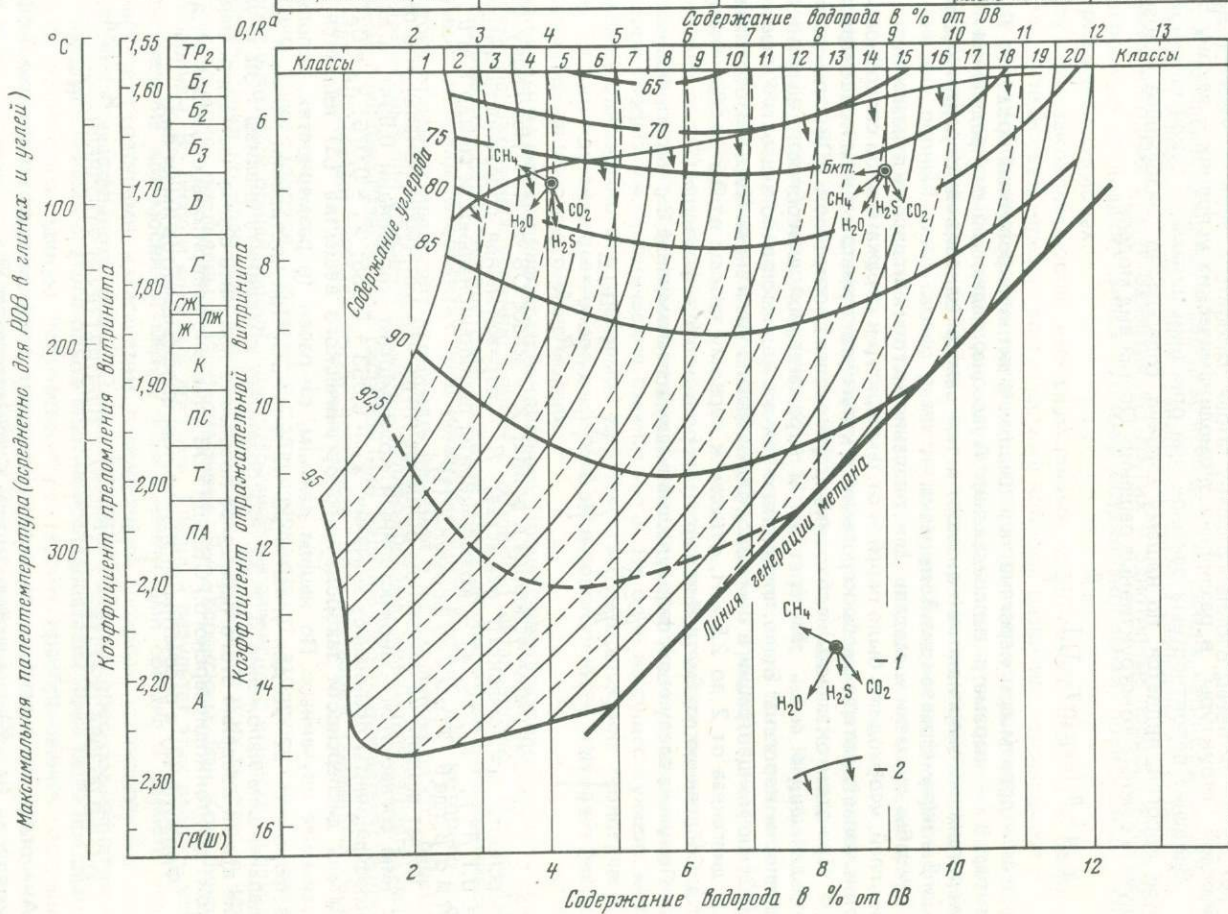
Диагенез

Гумолиты

Сапропелиты

Хемотроксили и мало-
водородный кероген

Углеводородные хемотроксили и
керогены с инверсионными и мета-
нодными линиями разбития



вектор указывает направление смещения "образца" в координатах палетки для случаев, если керогеном будет генерироваться только вода, только метан и т.д. Границы классов на палетке являются "линиями развития" керогена, поэтому суммарный вектор должен совпадать с этими линиями, что позволяет решать различные прикладные задачи, в частности выделять зоны интенсивной генерации нефти и газа.

Следует отметить, что формулы и некоторые особенности развития РОВ, характерны для иного иерархического уровня знаний — более детального. С.Г. Неручев [11] отмечал, что концентрация водорода в РОВ уменьшается неравномерно. В раннем катагенезе происходит увеличение концентрации Н за счет интенсивной генерации CO_2 — сдвиг линии развития вправо (см. векторную диаграмму на рис. 2), а затем содержание водорода падает в связи с увеличением интенсивности процессов нефтегазообразования. Эта тенденция свойственна и классу РОВ в целом, но более характерна для другого локального уровня — изменений, происходящих внутри класса.

Следует также обратить внимание на то, что начало интенсивного нефтеобразования не приурочено к определенной температуре и может располагаться для разных классов РОВ от 20 до 120°С (см. рис. 2). Изучение проблемы нефтегазообразования на этом уровне является преимущественно геохимическим. Здесь главная задача — выработка теоретических генетических основ, увязка в единую систему разнородной информации, создание базы для дальнейших исследований. На следующей стадии — переходе к реальным нефтегеологическим прогнозам — уже нельзя считаться с техногенным блоком системы. Возможность получения той или иной информации об изучаемом объекте, ее полнота являются на этой стадии не менее существенными, чем теория процесса. Как известно, дисперсия значений геохимических параметров весьма велика, один образец не характеризует тот объем породы, который мы относим к резервуарам и комплексам. Поэтому, как правило, при переходе на другой системный уровень требуется решать задачи косвенной оценки ряда параметров. С предыдущего же уровня переходит главное: теоретические соотношения между параметрами, формы их взаимосвязи.

Для регионального прогноза класс РОВ часто удается достаточно надежно определить через фациальные обстановки. Такие количественные расчеты для Западной Сибири выполнялись Г.П. Мясниковой, Г.И. Плавником, А.В. Рылковым. Катагенез пород в недостаточно изученных районах часто надежнее оценивать не по результатам углепетрографических методов (как правило, для надежной статистической оценки мало число определений), а расчетом по материалам единичных палеотемпературных полей. Методически этот переход на новый уровень исследований аналогичен предыдущему переходу от теоретических моделей к рабочим формулам. Необходимый фактический материал для адаптации моделей может быть получен по эталонным участкам, хорошо изученным бурением. Необходимо провести также перестройку модели для макрообъектов с учетом техногенных факторов. При этом модель генерации не может быть самостоятельно проверена на эталонах, и проверять на таких объектах нужно более развернутые модели, в которых генерацию описывает лишь один из блоков. Однако это влечет за собой проблему значительного уменьшения признакового пространства, поскольку набор эталонных участков с детально изученными ресурсами всегда ограничен. В результате перечисленных процедур была найдена зависимость, предопределяющая количество генерированной нефти (J) единицей объема глинистых пород [17]:

$$J = XC (1 - e^{-0.00008T^2})z, \quad (5)$$

где XC — концентрация РОВ данного класса и коэффициент размерности; T — максимальная температура в °С; Z — функция класса РОВ, которая изменяется от 0,4 в богатых сапропелевым РОВ пластах до 8 в породах с гумусовым РОВ. Обычное ее значение 1—2. z выражается либо по материалам палеогеографических исследований через тип фаций, либо через класс РОВ [13]. В последнем случае класс РОВ (K) определяется по формулам (3), (4) или по палетке (см. рис. 2), тогда $z = 8/K$.

Рис. 2. Палетка изменения элементного состава углей и керогена ОВ различных типов в катагенезе (составили И.И. Нестеров, В.И. Шпильман)

1 — векторная диаграмма направлений развития керогена при генерации одного указанного компонента; 2 — граница начала интенсивного образования нефти

Согласно формуле (5), скорость генерации достигнет максимума в интервале температур 40–150°С для различных классов РОВ. При дальнейшем повышении температуры скорость генерации падает прежде всего в связи с исчерпанием массы “активизированного продукта” в керогене.

Следующий уровень задач прогноза — сравнение углеводородных потенциалов нефтегазоносных провинций — вновь требует, опираясь на знания предыдущего уровня исследования, существенно видоизменить процедуру расчета количественных зависимостей, описывающих генерацию углеводорода. На стадии “геохимической”, имея дело с отдельными образцами и совокупностями образцов, мы могли и сформулировать модель и рассчитать ее. На стадии изучения региональных объектов отдельный блок описывает генерации, но корректный расчет коэффициентов модели по эталонам можно осуществить лишь в том случае, когда этот блок объединен с другими, описывающими миграцию УВ, разрушение залежей и пр. Наконец, на стадии изучения очень крупных территорий специфика заключается в том, что необходимо пользоваться очень обобщенными параметрами, характеризующими объект в целом, но эти параметры характеризуют не одну какую-то сторону процесса, а часто отражают многие его аспекты. Поэтому при таком уровне исследований уже часто невозможно не только независимо рассчитать, но и выделить в моделях блоки, описывающие отдельные процессы. Важнейшим параметром, определяющим богатство осадочно-породного бассейна, является его длительное и устойчивое прогибание. Количественно эту зависимость описали И.И. Нестеров, В.В. Потеряева, А.Э. Конторович и др. Формула устанавливает связь величины углеводородного потенциала (Q) провинции с объемной скоростью накопления осадочных пород в ней (W):

$$\ln Q = 1,613 \lg W + 2,823 \dots \dots \dots \quad (6)$$

В этом случае объемная скорость совокупно характеризует и генерацию и эмиграцию углеводородов и сохранность их залежей.

Согласно этим исследованиям осадочно-породные бассейны разделяются на четыре группы: с величиной $W > 14$ тыс. км³/млн. лет — это наиболее богатые провинции мира (Персидский залив, Галф-Кост), $4 < W < 14$ тыс. км³/слн. лет (Восточно-Венесуэльский, Мидконтинент); $1,5 < W < 4$ тыс. км³/млн.лет (Аппалачский, Пермский), $W < 1,5$ тыс.км³/млн.лет (Венский, Ферганский).

Эмиграция углеводородов. Процесс эмиграции УВ неразрывно связан с генерацией. Установление того факта, что компонент выделился из структуры керогена, т.е. был им генерирован, уже свидетельствует о его перемещении, о первичной миграции компонента. А.М. Акрамходжаев [1] отводит значительную роль не столько генерации, сколько десорбции породой углеводородных компонентов. Важность этого положения зависит от иерархического уровня изучения процесса.

При физическом моделировании, лабораторных исследованиях неучет этого положения может внести существенные искажения. Для обобщенной модели, задаваемой формулой (1), процессы генерации и десорбции практически идентичны. Изменится лишь размерность и нужно будет говорить не о разрыве химических связей в керогене, а о разрыве связей УВ—порода, УВ—кероген. Казалось бы, на следующем уровне, при построении формул регионального прогноза типа уравнения (5), различия механизмов еще менее существенны, однако это не всегда так. В случае механизма генерации УВ керогеном необходимо учитывать массу исходного продукта, в случае десорбции — площадь поверхностей. При проверке обеих региональных моделей на материалах Западной Сибири было установлено, что генерация и эмиграция УВ газов однозначно предопределяется массой исходного продукта. Для жидких углеводородов некоторые преимущества имеют модели, оперирующие с площадями свободных поверхностей РОВ. Но формулы (2) и (3) показывают, что и дисперсность органического вещества (Δ), от которой зависит площадь свободной поверхности, существенно предопределяет историю его развития, в том числе и генерацию УВ. Неоднозначность результатов требует более глубокого изучения дисперсности органического вещества в породах и физико-химических процессов, связанных с этим. Оценить процессы эмиграции УВ при прогнозе нефтегазоносности важно в двух отношениях: в зонах нефтегазообразования процессы первичной миграции предопределяют мощности “работающих” объектов; в различных районах могут существовать различные дополнительные факторы, ускоряющие или замедляющие эмиграцию углеводородов. Относительно работающей мощ-

ности имеются детальные исследования С.Г. Неручева, Б. Тиссо, А.Э. Конторовича и других, показывающие, что, вероятно, только 10–15 м мощности глинистых толщ, контактирующих с проницаемыми пластами, способны отдавать существенные количества УВ.

Среди дополнительных параметров, усиливающих эмиграцию, нами были рассмотрены волновые колебательные движения земной коры. Оказалось, что периодическое ускорение и замедление темпов погружения при значительных общих глубинах погружения благоприятны для миграции нефти в коллектор. Параметр, количественно описывающий этот процесс, назван тектонической напряженностью. Он определяется как среднее значение квадратов палеоглубин оцениваемого комплекса от времени его формирования до современного состояния.

Перераспределение углеводородов в проницаемых толщах. Способ решения этого вопроса самым существенным образом зависит от размеров, иерархического уровня изучаемых геологических объектов. Для небольших объектов (часть свода, пласт) определяющими параметрами являются те, которые описывают распределение ловушек, структурные и литологические неоднородности. Например, для объекта объемом ≥ 1 млн.км³ заведомо известно, что таких неоднородностей и порождаемых ими ловушек будет достаточно для любого количества УВ, которое может в этом объеме выделиться в мигрантоспособное состояние. Для этой части блока, описывающего процесс нефтегазонакопления, наиболее существенным является стыковка с блоком, описывающим структуру осадочного чехла, структуру объектов. Методы количественного описания процессов миграции предопределяют разделение осадочного чехла на объекты прогноза, а объекты прогноза, в свою очередь, накладывают ограничения на способы конструирования моделей миграции.

На стадии зонального и регионального прогноза основная сложность заключается в описании литологических и структурных неоднородностей среды, в которой происходит миграция. Наши незнания деталей механизма массопереноса компенсируются отчасти тем, что большинство из них описывается однотипными уравнениями. Неадекватное описание неоднородностей среды компенсировать в этом случае нечем. Информация о неоднородностях среды подвержена наибольшему влиянию со стороны техногенного блока системы, так как именно через призму поисково-разведочного процесса мы оцениваем однородность строения объектов.

Для оценки структурных неоднородностей используется понятие "плотность структур" — доля площади изучаемого участка, приходящаяся на замкнутые структурные формы. По мере увеличения разведанности района бурением и сейсморазведкой плотность структур возрастает. Для исключения этого влияния было предложено оценивать плотность структур в недостаточно изученных районах косвенными методами [17], в частности по характеру регионального строения изучаемой поверхности. Замеряются повышения H отметок в точках, расположенных по углам квадрата с диагональю 80 км над отметкой точки в центре квадрата. Точки 1,4 и 2,3 не принадлежат одной стороне. Вычисляется величина коробления участка (D):

$$D = 0,1 \sqrt{(H_2 + H_3)^2 + (H_1 + H_4)^2} \quad (7)$$

(H замеряется в сотнях метров).

Замеряется максимальный уклон (Y в м/км) территории в пределах изучаемого квадрата.

Плотность структур S (в %) связана с D и Y эмпирической зависимостью:

$$S = 120 \frac{D}{Y + 1} + 2 \dots \dots \quad (8)$$

Перераспределение УВ между оцениваемым участком (площадью F_1) и подпитывающим его склоном (площадью F_2) происходит тем интенсивнее, чем меньше плотность структур на питающем склоне (S_2), и тем больше УВ остается на оцениваемом участке, чем выше его плотность структур (S_1). Балансовая модель перераспределения УВ показывает, что удельные (на единицу площади) запасы оцениваемого участка изменяются пропорционально коэффициенту U , который равен

$$U = \left[1 + \frac{F_2}{F_1} (1 - 3S_2) \right] 3S_1 \quad (9)$$

На другом уровне организации объектов — для крупного региона в целом — процесс перераспределения контролируется иными законами. Здесь определяющим становится концентрация генерированных мигрантноспособных УВ (q):

$$K_a = 1 - \frac{a}{\ln q}, \quad (10)$$

где K_a — коэффициент аккумуляции. Если удельные генерированные мигрантноспособные ресурсы q измеряются в тыс.т/км², а скопления углеводородов с запасами меньше 1 млн. т не относятся к промышленным, то коэффициент $a = 7,4$. Из уравнения (10) следует, что при удельной плотности генерированных УВ меньше 1,6 млн.т/км² формирование в оцениваемом регионе залежей крупнее 1 млн. т не происходит.

Системный подход к конструированию блоков, описывающих процесс нефтегазо-накопления, позволяет на заключительной стадии соединить их в единые модели, проверить их эффективность на эталонных объектах, рассчитать неизвестные параметры, т.е. вывести количественные закономерности, контролирующие размещение залежей нефти и газа в земной коре.

Техногенные модели поисково-разведочного процесса. Могут быть различные подходы к описанию поисково-разведочного процесса. В аспекте обсуждаемых вопросов нас интересует описание не конкретного вида геологических или геофизических исследований, а результаты совместного их воздействия на заключение о выборе направлений поиска новых залежей. Ограничимся рассмотрением лишь двух вопросов: влияние поисково-разведочного процесса на размеры выявленных месторождений и влияние техногенных факторов на заключение перспективности ловушки.

Влияние поисково-разведочных работ на распределение открытых залежей по величине запасов. Существующую поисково-разведочную систему представим как некоторый фильтр, настроенный на выявление залежей с запасами q_1 .

Фильтр не обладает свойствами абсолютного разделителя и, следовательно, существуют вероятности обнаружить залежь с запасами меньше q_1 и пропустить залежь с запасами больше q_1 . При этом по мере увеличения размеров залежи убывает вероятность того, что ее пропустят, а по мере уменьшения размеров залежей убывает вероятность ее обнаружения. При сопоставлении размеров залежей и параметров геологоразведочного фильтра в разных районах мира обнаруживается стабильность его работы независимо от геологических условий. Во всех районах половина выявляемых залежей меньше q_1 , т.е. меньше того размера, на который был построен поисково-разведочный процесс. Казалось бы, это говорит о невысоком качестве работ. Однако половина всех выявленных залежей любого региона содержит лишь 5% всех выявленных ресурсов, т.е. с этих позиций геологоразведочный фильтр срабатывает с 95%-ной надежностью, но не относительно количества залежей, а относительно их запасов. Из проверки рассматриваемой модели следует несколько важных выводов.

Распределение залежей в природе и распределение выявленных залежей подчиняются разным законам. Функция $\Phi(q)$ залежей, находящихся в недрах, описывается формулой

$$\Phi(q) = 1 - \frac{q^0}{q}, \quad (11)$$

где q^0 — принятая нижняя граница запасов, позволяющая относить данное скопление к залежи; q — запасы залежи, относительно которой рассчитывается вероятность.

Доля залежей с запасами меньше q , выявленных в результате поисково-разведочных работ, настроенных на выявление залежей с запасами большими, чем q_1 , задается формулой

$$\Phi(q) = 1 - \frac{q_1}{q + q_1}. \quad (12)$$

Существенные различия в распределении всех залежей региона и залежей выявленных позволяют существенно уточнить и стратегию планирования работ. Мы можем говорить об обратной связи в системе: изучив с помощью модели геологоразведочного фильтра распределение залежей, теперь можно задать на определенных этапах

Таблица 2

Минимальные площади структур (в км²), относительно надежно выявляемых сейсморазведкой в различных ситуациях

Характеристика структур	Значение характеристики	Среднеквадратическая погрешность данных сейсморазведки, м											
		± 20				± 50				± 100			
		Расстояние между сейсмопрофилями, км											
		1	2	4	8	1	2	4	8	1	2	4	8
Средний угол наклона крыльев структур	1°	30	40	80	300	250	250	250	300	1000	1000	1000	1000
	3°	4	20	80	300	30	30	80	300	120	120	120	300
	10°	4	20	80	300	4	20	80	300	15	20	80	300

Таблица 3

Минимальный размер (в млн. т) залежи, которую можно обнаружить при различных геологических условиях и свойствах поисково-разведочного процесса

Характеристика залежей		Среднеквадратическая погрешность данных сейсморазведки, м											
		± 20				± 50				± 100			
		Расстояние между сейсмопрофилями, км											
Средний угол наклона крыльев структур	Среднее число поисковых скважин на площади	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1°	1-1	2	3	7	60	40	40	40	60	500	500	500	500
	2-4	1,5	2	5	40	30	30	30	50	400	400	500	500
3°	1-1	0,3	2	14	150	3	3	14	150	22	22	22	150
	2-4	0,2	1,5	8	80	2	2	8	80	20	20	20	100
10°	1-1	0,3	3	36	450	0,3	3	36	450	2	3	36	450
	2-4												

опыскавания района параметр геологоразведочного фильтра, влиять на него. Здесь самое важное — управление параметром q_1 . Если геологоразведочный процесс настроен на выявление залежей с запасами больше q_1 и этот параметр долго остается постоянным, то по мере исчерпания залежей крупнее q_1 резко падает эффективность работ, много резче, чем это обусловлено уменьшением размеров еще не выявленных залежей. Начинается "структурный голод", поскольку настраивались только на выявление структур, способных содержать запасы больше q_1 и не сгустили сейсморазведочную сеть; в скважинах не распознаются и не испытываются сравнительно маломощные пласты, поскольку в таких пластах обычно залежи имеют запасы меньше q_1 , не подготовлены технические средства для интенсификации притоков и т.д.

Необоснованное уменьшение параметра геологоразведочного фильтра q_1 также приводит к убыткам. Прежде всего затягивается время открытия новых залежей; при неизбежных погрешностях прогноза часть детальных работ оказывается сконцентрированной на не самых перспективных направлениях и т.д. По материалам нашего анализа наиболее гармонично в последние 20 лет развиваются Западно-Сибирская и Североморская нефтегазоносные провинции.

Влияние технического фактора на обнаружение залежи. Модель заключалась в том, что закартированный сейсморазведкой структурный план (H) заменялся двумя поверхностями ($H + \sigma$) и ($H - \sigma$), где σ — погрешность метода. В этом коридоре рассматривались все возможные положения структурных поверхностей, одна из которых реальная, но нам неизвестная и предопределила выданную сейсморазведчиками карту. Результаты моделирования приведены в табл. 2. Эти результаты, как и материалы предыдущего раздела, пригодны для прямой и обратной связи между блоками системы.

Предполагаемые на перспективу сети профилей и число поисковых скважин должны учитываться при прогнозных оценках ресурсов, и из них должны исключаться объекты, которые не могут быть выявлены при данной технологии. И наоборот, оцененные ресурсы и их структура должны определять, какой сетью профилей и каким числом поисковых скважин эти ресурсы нужно разведывать. Сопоставление отрицательных результатов бурения в различных районах с материалами табл. 2 и 3 показало, что значительная часть выведенных из поиска объектов является недоразведанной.

Из приведенных в статье данных можно сделать следующие выводы.

Комплексный анализ обоснования главных направлений геологоразведочных работ должен осуществляться на всех уровнях: от поиска залежей УВ на локальных площадях до планирования работ в регионе или в стране в целом. Такой анализ позволяет установить основные количественные закономерности, контролирующие изменение концентрации ресурсов в недрах, рассчитать прогнозные и перспективные ресурсы, определить их качество, тип, размеры и другие свойства еще невыявленных залежей, дать экономическую оценку невыявленным ресурсам, определить объемы работ и затрат средств на подготовку требуемой величины запасов, указать технологию и методологию поиска в зависимости от геологических, ресурсных, экономических особенностей района.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Акрамходжаев А.М.* Нефть и газ — продукты преобразования органического вещества. М.: Недра, 1982, с. 261.
2. *Бакиров Э.А.* Принципы выделения и классификация нефтегазоносных комплексов и покровшек. — В кн.: Губкинские чтения. М.: Недра, 1972, с. 274—281.
3. *Бакиров А.А.* Геологические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. М.: Недра, 1973. 344 с.
4. *Вассоевич Н.Б.* Основные закономерности, характеризующие органическое вещество современных и ископаемых осадков. М.: Недра, 1973. 234 с.
5. *Вернадский В.И.* Проблемы биогеохимии. Л.: Изд-во АН СССР, 1934, т. 1, с. 34—58.
6. Геология нефти и газа Западной Сибири/ А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и др. М.: Недра, 1975. 680 с.
7. *Губкин И.М.* Мировые нефтяные месторождения. М.; Л.: ОНТИ, 1934. 351 с.
8. *Губкин И.М.* Ученые о нефти. М.: Наука, 1975. 384 с.
9. *Инденбом Ф.Б., Радченко О.А., Успенский В.В.* и др. К разработке генетической классификации рассеянного органического вещества. — В кн.: Вопросы образования нефти. Л.: Гостоптехиздат, 1958, с. 221—313.
10. *Конторович А.Э.* Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М.: Недра, 1976. 276 с.
11. *Неручев С.Г.* К изучению главной фазы неф-

- тегазообразования. — В кн.: Современные проблемы геологии и геохимии горючих ископаемых. М.: Наука, 1973, с. 43—49.
12. *Нестеров И.И.* Критерии прогнозов нефтегазоносности. М.: Недра, 1969, с. 336.
 13. *Нестеров И.И.* Основные направления научных исследований по обоснованию и расширению сырьевой базы углеводородов Западной Сибири. — Сов. геология, 1981, № 7, с. 3—18.
 14. Рабочая книга по прогнозированию. М.: Мысль, 1982. 305 с.
 15. *Сулейманова Л.О., Шпильман В.И., Судат Н.В.* Система хранения и обработки информации о залежах на ЭВМ. Тюмень, 1978, с. 78—82. (Тр. Зап.-Сиб. науч.-исслед. геологоразвед. ин-та; Вып. 131).
 16. *Tusso B., Вельте Д.* Образование и распространение нефти. М.: Мир, 1981. 194 с.
 17. *Шпильман В.И.* Количественный прогноз нефтеносности. М.: Недра, 1982, 216 с.
 18. *David A. White and Harny M. Gehman* Methods of Estimating oil and gas resources — Bull. Amer. Assoc. of Petrol. Geol. 1979, vol. 63/2 by December, p. 2183—2192.
 19. *Ivanhoe L.F.* Oil/gas potential in basins estimated — Oil and Gas Journ, 1976, n.o.6, vol. 74, p. 473—489.

УДК [550.83+550.4]:553.98

ГЕОФИЗИКА И ГЕОХИМИЯ ПРИ ПОИСКАХ И РАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Г.А. ГАБРИЭЛЯНЦ, Е.В. КАРУС, О.Л. КУЗНЕЦОВ

*Научно-производственное объединение "Нефтегеофизика"
Министерства геологии СССР, Москва, СССР*

Мировая геопромышленность в 70—80-х годах столкнулась с явлением значительного удорожания процесса приращения запасов нефти и газа. Это обусловлено следующими основными факторами: высокой степенью разведанности нефтегазовых ресурсов и значительным усложнением условий проведения поисково-разведочных работ.

Опосредованным фактором, действующим в последние годы, является и существенное удорожание геофизических работ за счет неизбежного перехода к созданию уникальной измерительной и электронно-вычислительной техники и перехода на современные способы ведения полевых работ, основанные на многократных системах перекрытий и резко усложненных алгоритмах обработки результатов измерений.

Достаточно указать на некоторые показатели этого процесса: в нашей стране с 1965 по 1983 г. средняя глубина скважин возросла с 2195 до 2788 м. Себестоимость 1 м проходки скважины возросла на 56%. Стоимость 1 пог. м сейсморазведочного профиля с 1975 по 1980 г. возросла на 51,8%. Стоимость одного метра комплексных геофизических исследований в разведочной скважине увеличилась на 18%. Доля мелких месторождений с запасами менее 1 млн. т на 1 км² составила 52%.

Роль и место геофизики и геохимии в современном геологоразведочном процессе (ГРП). Геологоразведочный процесс сегодня немаловажен без общей и прикладной геофизики. Заметно изменяется методологический подход к использованию геофизики. Из пассивного поставщика данных она превращается в информационную основу для оптимизации управления всем геологоразведочным процессом. Одновременно существенно изменились и требования к содержательности и объективности геофизической информации. Иные задачи возникли перед основными ее потребителями — геологической и технологической службами.

Качественно изменилась и роль нефтегазопроисковой геохимии в геологоразведочном процессе. В настоящее время она рассматривается как трехстадийный элемент ГРП: I — рекогносцировка, II — поиск, III — разведка. Стала очевидной роль (информационные возможности и ограничения) геохимической информации на отдельных стадиях. В СССР развито несколько основных видов геохимических съемок, включающих газовую, гидрогеохимическую, битуминологическую, литохимическую, фитохимическую, геомикробиологическую съемки. Промышленное применение этих видов съемок развернуто производственными геологическими организациями.

От эффективности прикладной геофизики и геохимии во многом зависит эффективность всей геологоразведки. Очевидно, что результативность геофизики обусловлена по крайней мере двумя группами факторов: а) связанных собственно с развитием ее методов и технических средств; б) связанных с перестройкой организации всей технологии ГРП на основе оперативного использования геофизической и геохимической информации.

Мы думаем, что настало время в ряде случаев активно отказываться от традиционной практики, когда полевая геофизика (и геохимия) нацелена только на подготовку площадей под глубокое бурение.

Анализ результатов многолетних работ показывает, что из площадей, подготовленных сейсморазведкой к глубокому бурению, только 32% оказывается месторождениями. Таким образом, около 70% площадных геофизических работ затрачивается на подготовку пустых структур. При этом на стадии разведки месторождений материалы сейсморазведки и других полевых методов используются крайне недостаточно, и за счет этого наблюдаются значительные излишние объемы дорогостоящего разведочного бурения.

В Советском Союзе геофизика активно используется при поисках, разведке и контроле за разработкой месторождений нефти и газа в рамках по крайней мере трех крупных отраслей: геологоразведки, нефтяной промышленности, газовой промышленности. Представляет интерес проследить динамику изменения объемов геофизических работ по методам исследований.

Здесь характерны следующие основные тенденции.

1. Неуклонное возрастание объемов геофизических исследований по поискам и разведке в общем комплексе геологопоисковых работ. Более широкое использование геофизических методов в последние годы отмечается как при решении общегеологических задач, так и при поисках месторождений нефти и газа. Геофизическими работами охватывается все большее число районов, перспективных на поиски полезных ископаемых, и одновременно расширяется круг решаемых ими задач.

Между отдельными видами геофизических исследований объемы распределены следующим образом: сейсморазведка — 61,2%, комплекс ГИС — 26,7, электроразведка — 2,7, гравиразведка — 2,5, прочие методы — 6,9%.

Весьма характерно своеобразие распределения объемов геофизических работ внутри отраслей промышленности. В особенности ярко это проявляется в соотношении объемов сейсморазведки, электроразведки и каротажа. Если по Мингео сейсморазведка является абсолютным лидером, то по Миннефтепрому лидером является каротаж при несколько меньших объемах сейсморазведки.

Отсюда видны изменения, происходящие в структуре геологоразведочного процесса при переходе от исследования новых объектов к уже частично освоенным и введенным в эксплуатацию.

Для советской разведочной геофизики и геохимии последнего десятилетия характерна резкая концентрация объемов геофизических работ в важнейших нефтегазоперспективных регионах СССР. В частности, увеличение объемов работ в Западной Сибири при их снижении в Волго-Уральской провинции.

Несомненна основополагающая роль полевой геофизики в выявлении и подготовке структур под глубокое бурение. За годы X пятилетки в СССР подготовлено структур под глубокое бурение на 28% больше, чем в IX пятилетке. Протяженность сейсмических профилей за 1976—1980 гг. возросла на 18%, объем промыслово-геофизических исследований за эти годы увеличился на 55,8%. При этом в Западной Сибири объемы ГИС возросли более чем на 300%.

2. Возрастание роли ГИС при оценке подсчетных параметров продуктивных пластов. При этом на долю ГИС падает 80% всех определений коэффициента пористости, 100% определений эффективной мощности, 71% определений коэффициента нефтегазонасыщенности.

3. Возрастание роли геофизических методов (в первую очередь ГИС) при контроле за ходом разработки месторождений нефти и газа. В частности, контролируется изменение коэффициента нефтенасыщенности пластов, динамика их заводнения. С помощью ГИС оценивается результативность вторичных и третичных методов повышения нефтеотдачи продуктивных пластов.

В условиях действующих месторождений в старом фонде эксплуатационных скважин осуществляется доразведка (ревизия) верхних структурных этажей, находящихся над эксплуатируемым горизонтом. При этом в ряде "старых" нефтегазоносных провинций выявлены значительные дополнительные запасы углеводородов.

Современная прикладная геофизика и геохимия располагают уникальным набором методов и технических средств, позволяющих с высокой детальностью и достоверностью изучать строение нефтегазоносных бассейнов, геометрию структур и ловушек, оценивать фильтрационно-емкостные свойства пластов, степень преобразованности (катагенеза) органического вещества и его фазовое состояние.

Связь эффективности ГРП со стратегией геофизических и геохимических работ на отдельных его этапах. Современный геологоразведочный процесс является многоступенчатой иерархической системой, направленной на достижение конечной цели — приращение запасов месторождений нефти и газа и подготовка их к разработке.

ГРП, как известно, включает стадии (этапы) продвижения к конечной цели и элементы, с помощью которых она достигается. Важнейшими и определяющими элементами ГРП являются разведочная геофизика и глубокое бурение.

Разведочная геофизика сегодня может рассматриваться как информационный базис для оптимизации отдельных стадий и всего процесса в целом.

Важнейшим условием правильного ведения ГРП является тщательное выполнение задач, стоящих перед каждым его этапом на основе рационального взаимодействия потоков информации, поступающих от его элементов, и принятия сбалансированных управленческих решений (рис. 1, см. вкл.). Анализ многолетних исследований в области геологии нефти и газа показал, что весьма важным обстоятельством является правильная формулировка целей и задач, стоящих перед геологами и геофизиками на каждой стадии, и выбор методов для их решения. Такая схема ведения ГРП представлена нами в таблице.

Остановимся несколько подробнее на путях повышения эффективности ГРП за счет выбора правильной стратегии геофизических (геохимических) работ на отдельных стадиях.

Прежде всего заметим, что повышение эффективности ГРП складывается из нескольких составляющих. Во-первых, это повышение эффективности (информативности) собственно геофизических (геохимических) методов за счет создания принципиально новых технических средств и методических приемов. Во-вторых, повышение эффективности ГРП за счет создания и внедрения новых технологий применения методов геофизики в комплексе с бурением. В-третьих, использование новых руководящих идей оптимального использования этих технологий.

Хочется отметить, что при системном подходе к использованию данных геофизических методов перед геофизиками и геохимиками на первый план выдвигается проблема развития научных основ, системы зондирования литосферы на уровнях "космос—воздух—земля—скважина". Эта система включает ряд подсистем типа "космос—земля", "земля—скважина", "скважина—скважина" и т.д.

Разработанная методология комплексирования разномасштабных и, как правило, разночастотных наблюдений будет, по существу, универсальной и сможет применяться на любой стадии ГРП. При этом при переходе от стадии к стадии будет меняться лишь удельный вес методов наземной, скважинной и аэрокосмической геофизики и геохимии.

Региональный этап включает стадию выявления возможных зон нефтегазонакопления и стадию оценки зон НГН, выявления структур и ловушек (зональную стадию) (см. табл. 1). Основные цели этапа, объекты изучения, задачи и виды исследований показаны в таблице и специального пояснения не требуют. Остановимся лишь на основных руководящих идеях оптимизации этого этапа.

Представляется, что важнейшей методологической задачей стадии 1 является построение так называемой "структурной рамы" региона, контролирующей пространственное распределение всех видов геофизических и геохимических полей, и, с другой стороны, оказывающей определяющее влияние на условия формирования и размещения крупных зон нефтегазонакопления (рис. 2). Структурная рама включает систему разнопорядковых концентров, линеаментов и узлов их пересечения. В значительной мере она отражает характер распределения поля тектонических напряжений [9].

Развиваемое в последние годы советскими учеными теоретико-эксперименталь-

Рациональная последовательность этапов и стадий геологоразведочного процесса на нефть и газ

Этап	Стадия	Цель	Объекты изучения	Основные задачи
1	2	3	4	5
Региональный	1. Выявление возможных зон нефтегазонакопления (НГН)	Определение эффективных направлений поиска месторождений и выявление возможных зон НГН	Осадочные бассейны или отдельные слабоизученные возможные нефтегазоносные комплексы бассейнов	1. Изучение геологического строения осадочных бассейнов 2. Выделение перспективных комплексов, структурных этажей и возможных зон НГН 3. Оценка прогнозных запасов
	2. Оценка зон НГН и выявление структур (ловушек)	Выявление первоочередных объектов для поисковых работ	Структурно-фациальные зоны с доказанной или предполагаемой нефтегазоносностью	1. Изучение условий залегания продуктивных комплексов в пределах возможных зон НГН 2. Ориентировочное определение типов, размеров структур и ловушек 3. Оценка перспектив нефтегазоносности по выявленным ловушкам
Поисковый	3. Подготовка структур (ловушек) к поисковому бурению	Выявление объектов и оптимальных геолого-экономических условий для заложения поисковых скважин	Локальные площади с выявленными структурами (ловушками) или аномалии типа залежь (АТЗ)	1. Уточнение типов, размеров и параметров ловушек по возможно продуктивным комплексам 2. Определение глубины залегания возможно продуктивных комплексов 3. Прогнозирование типов и размеров залежей 4. Оценка перспективных запасов
	4. Поиск (выявление) месторождений	Выявление новых месторождений (залежей) и первоочередных объектов разведки	Структуры (ловушки) с детально изученными участками для заложения первых поисковых скважин	1. Вскрытие и опробование перспективных на нефть и газ горизонтов разреза 2. Определение параметров пластов и насыщающих флюидов 3. Ориентировочное определение типов и масштабов залежей 4. Оценка запасов

Виды работ	Ожидаемые результаты	Геолого-экономическое назначение результатов	Примечание
6	7	8	9
1. Региональные геолого-геофизические (с использованием наземных, морских и аэрокосмических средств) 2. Бурение геологоразведочных скважин регионального назначения (опорных, параметрических)	Перспективные зоны и возможные структуры с оценкой общих прогнозных запасов нефти и газа	Проектирование зональных геолого-геофизических работ, планирование развития поисково-разведочных работ и прогнозирование уровня добычи на далекую перспективу	
1. Зональные геолого-геофизические 2. Бурение геологоразведочных скважин параметрического назначения	1. Оконтуренные зоны НГН с уточнением возможных прогнозных запасов (подгруппа Д) 2. Выявленные структуры (ловушки) с положительной оценкой перспектив нефтегазоносности	Проектирование детальных геолого-геофизических работ и перспективное планирование объемов поисково-разведочного бурения	
1. Детальные геолого-геофизические (включая комплекс прямых геофизических и геохимических методов) 2. Бурение геологоразведочных скважин параметрического и структурного назначения	1. Подготовленные к поисковому бурению структуры с прогнозной оценкой перспективных запасов (подгруппа Д ₁), определяющие очередность ввода в поисковое бурение 2. Прирост перспективной площади	Проектирование поискового бурения, планирование разведочных работ и прогноз развития эксплуатационного бурения	Для крупных и высокоамплитудных структур, предварительно оконтуренных на стадии выявления, стадия подготовки может быть необязательной, поскольку ее целесообразно проводить после подтверждения нефтегазоносности поднятия
1. Бурение и опробование скважин поискового назначения 2. Применение наземных и скважинных геофизических методов разведки 3. Геологические и промыслово-геофизические исследования скважин	1. Новые месторождения (залежи) с выявленными запасами, указывающими на целесообразность разведки установленных и намечившихся продуктивных горизонтов	Проектирование разведки, перспективное планирование объемов эксплуатационного бурения и прогноз развития добычи	1. Открытие новых месторождений и залежей может явиться результатом бурения скважин регионального и структурного назначения 2. Необходимость постановки дополнительно поискового или разведочного бурения определяется в каждом конкретном случае с учетом геолого-экономических факторов

Таблица 1 (окончание)

1	2	3	4	5
Разведочный	5. Оценка месторождений	Оценка промышленной значимости и очередности подготовки месторождений к разработке	Выявленные месторождения (залежи) нефти и газа	1. Предварительное оконтуривание залежей основных продуктивных горизонтов 2. Оценка средних значений подсчетных параметров 3. Выявление новых продуктивных горизонтов 4. Оценка промышленных запасов
	6. Подготовка месторождений к разработке	Подсчет запасов и подготовка первоочередных залежей и месторождений к разработке	Промышленные залежи нефти и газа	1. Уточнение величины и степени изменчивости подсчетных параметров 2. Определение условий рациональной разработки месторождения 3. Подсчет и утверждение разведанных запасов

ное исследование механохимических реакций в горных средах позволяет утверждать, что узлы тектонических напряжений, зоны активизации механохимических реакций в значительной мере связаны с зонами максимального нефтегазоаккумуляции. Этот признак должен найти прямое отражение в стратегии зональных геофизических работ. Методической основой стадии 1 должны быть результаты дешифрирования аэрокосмических данных по многозональной оптической инфракрасной, радиоволновой и другим видам дистанционных съемок.

Анализ экспрессных видов съемок, получаемых на уровнях "космос—воздух", должен быть закреплен и углублен комплексом наблюдений "земля—скважина". С этой целью в СССР осуществляется крупномасштабная программа изучения глубинных зон земной коры на основе серии сверхглубоких скважин и связывающих их опорных региональных сейсмических профилей так называемого нулевого ранга (рис. 3) [1].

Прецизионные исследования, выполненные уже на первом этапе реализации программы (рис. 4), позволили получить уникальный материал по изучению термодинамики больших глубин, геохимической и геофизической эволюции верхних этажей литосферы, а также о природе отражающих границ в сложнослоистых средах. Эти данные должны быть также положены в основу стратегии дальнейших геофизических и геохимических работ на нефть и газ в первую очередь при выявлении перспективных комплексов, структурных этажей и возможных зон НГН. На второй стадии оценки зон нефтегазоаккумуляции геофизическими и геохимическими методами изучается детальное строение таких зон с целью уточнения возможных прогнозных запасов (D_2), выявления структур и ловушек.

На этой стадии основную роль должен сыграть комплекс среднемасштабных наземных, аэрогеофизических (сейсморазведка, аэромагниторазведка, электроразведка) и геохимических (газовая, гидрогазовая, фитохимическая разведки) методов. Эти исследования должны быть ориентированы на принципы прямого обнаружения эффек-

6	7	8	9
1. Бурение и опробование разведочных скважин 2. В случае необходимости детализационные геофизические работы или камеральная переработка материалов 3. Геологические и промыслово-геофизические исследования скважин	1. Месторождения и залежи с промышленными запасами, представляющие практическую значимость для дальнейшего освоения 2. Прирост запасов категорий C_1 (50—60%) + C_2	Проектирование промышленной разведки, опытно-промышленной эксплуатации, планирование объемов эксплуатационного бурения	1. Часть небольших месторождений главным образом в освоенных районах может вводиться в разработку и доразведываться опережающими эксплуатационными скважинами 2. В случае, когда начало разработки отодвигается на длительный срок, допустима временная консервация разведочной площади для последующей промышленной разведки
1. Бурение, опробование и испытание скважин разведочного и эксплуатационного назначения 2. Исследование скважин геологическими и промыслово-геофизическими методами 3. Пробная и опытная промышленная эксплуатация	1. Месторождения и залежи с разведанными для передачи в разработку запасами, на основании которых можно приступить к составлению схемы разработки 2. Прирост запасов категорий C (20—30%) + C_1 + C_2 (20%) для нефти и для газа C_1 + C_2 (20%)	Проектирование эксплуатационного бурения и освоение капиталовложений в промышленное строительство	Дополнительные разведочные работы, выполненные до строительства добывающего предприятия, относятся к данной стадии

тов и аномалий геофизических и геохимических полей, обусловленных взаимодействием залежей со вмещающей средой. Принципы прямого поиска зон или залежей позволят существенно увеличить информативность геофизических и геохимических методов.

По мнению авторов, научной основой комплексирования прямых геофизических и геохимических методов может быть открытое советскими учеными явление парагенезиса субвертикальных зонально-кольцевых аномалий геофизических, геохимических и геомикробиологических полей в осадочном чехле земной коры. В [6, 11] было показано, что под действием градиентов механических напряжений в осадочном чехле, находящемся над залежами нефти и газа, формируются субвертикальные зоны с аномальными физико-химическими, литофизическими и другими свойствами. На формирование этих зон (которые являются каналами для активного тепло- и массопереноса) существенное влияние оказывают потоки жидких и газовых углеводородов, мигрирующих от залежей нефти и газа.

Установлены критерии идентификации таких аномалий на аномалии, связанные с пустыми и продуктивными структурами или ловушками.

Примечательно, что на этом этапе органически переплетаются информационные возможности геофизики и геохимии. Геофизика является ответственной за изучение геометрии и структуры напряженного состояния геологических сред, а также их вещественного состава на уровне литотипов, а геохимия позволяет оценить общий продуктивный потенциал зоны НГН, определить степень катагенеза органического вещества, а также объяснить физико-химическую природу регистрируемых геофизических аномалий.

Поисковый и разведочный этапы ГПП определяют судьбу прироста запасов нефти и газа, имеют много общих методических вопросов, замыкающихся в основном на две подсистемы: "земля—скважина" и "скважина—скважина" (кern—ГИС). Мы считаем

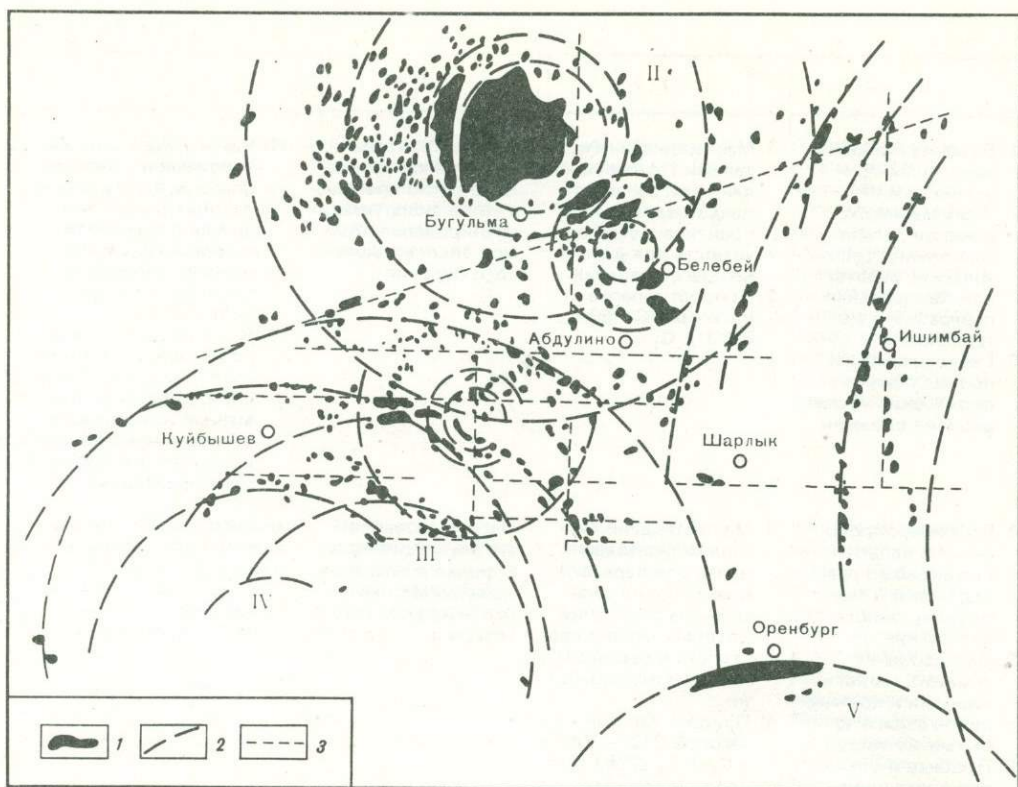


Рис. 2. Пример использования системы "Космос—Земля" для построения "структурной рамы" нефтегазоперспективного региона

1 — месторождения углеводородов; 2 — элементы каркаса структур центрального типа; 3 — линеаменты ортогональной системы

целесообразным обсудить общие и особенные черты этих процессов в плане оптимизации распределения объемов и роли наземных и скважинных геофизических и геохимических работ. Эффективное ведение геологоразведочных работ, нацеленных на ускоренное открытие и подготовку месторождений нефти и газа к разработке, во многом зависит от правильного определения стратегии как поисково-разведочного бурения, так и геофизических работ.

Данные по стратегии геофизических работ авторы настоящего доклада предлагают отображать на "Карте обоснования стратегии геофизических работ на нефть и газ", где наглядно иллюстрируются геологические и физико-географические условия нефтегазоносных регионов и определяемые этими факторами запланированные объемы геофизических работ.

На "Карте обоснования стратегии геофизических работ" должны быть показаны: тектонические элементы всех рангов (антеклизы, синеклизы, авлакогены, краевые прогибы, межгорные впадины, валы, купола, антиклинали и другие локальные структуры); нефтегазоносные, нефтегазоперспективные комплексы с указанием их возраста и глубины залегания; установленные и прогнозируемые области развития рифов, зоны литологического и стратиграфического выклинивания нефтеносных комплексов; границы развития соленосных формаций и других региональных и зональных нефтегазоупоров; поля распространения перспективных, малоперспективных и бесперспективных земель, а также положение известных нефтяных, нефтегазовых, газовых и газоконденсатных месторождений.

Кроме того, на карте дается информация о геологических и физико-географических факторах, затрудняющих проведение геофизических работ. К геологическим факторам,

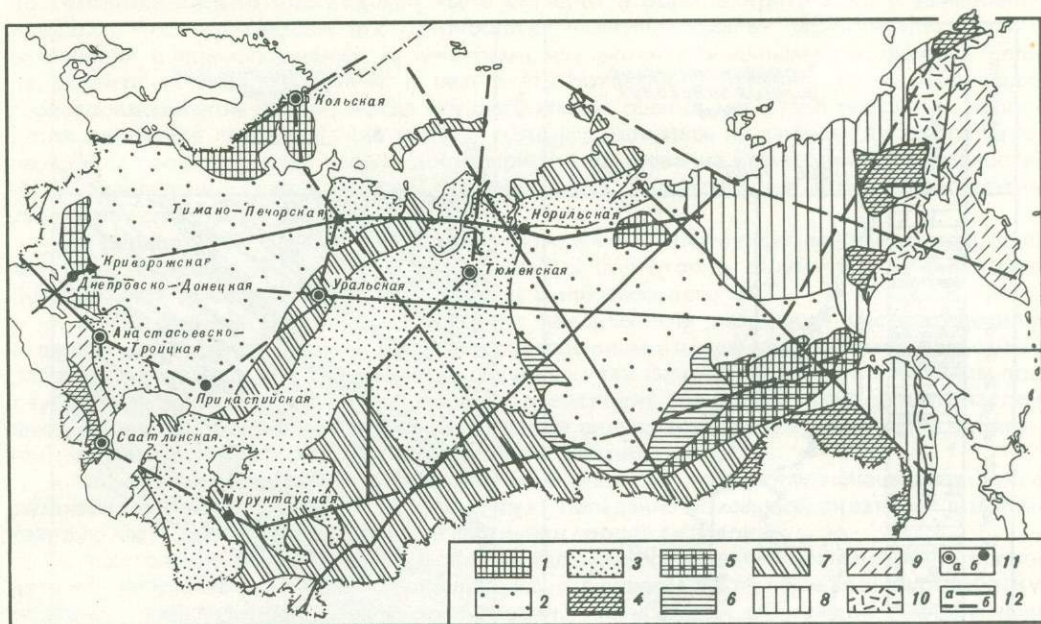


Рис. 3. Схема размещения на территории СССР региональных геофизических профилей нулевого ранга, опирающихся на систему сверхглубоких скважин

1 — шиты; 2 — древние платформы; 3 — молодые платформы; 4 — срединные массивы; 5—9 — складчатые области: 5 — добайкальские, 6 — байкальские, 7 — палеозойские; 8 — мезозойские; 9 — кайнозойские; 10 — вулканогенные пояса; 11 — скважины (а — сверхглубокие, б — глубокие); 12 — глубинные сейсмические профили (а — выполненные, б — намеченные)

осложняющим геофизические работы, относится развитие траппов, соляных куполов, сложнопостроенных ловушек и др. К физико-географическим факторам относятся районы с развитием экстремальных положительных и отрицательных значений температур воздуха, зон вечной мерзлоты, тундр, болот, солончаков, пустынь и лесных массивов.

Для определения стратегии геофизических работ крайне важно показывать на карте количество структур, выявленных и подготовленных к бурению, структуры, находящиеся в бурении, а также расчетное количество потенциально возможных структур.

Планируемые объемы геофизических и буровых работ следует показывать отдельно по стадиям исследований (региональные, поисковые, разведочные). Причем объемы геофизических работ должны быть даны по каждому методу в отдельности.

Основываясь на указанных принципах, авторы построили "Карту стратегии геофизических работ" по Советскому Союзу, которая позволяет более четко осуществлять планирование, эффективное ведение геофизических работ.

На поисковом этапе основным показателем, определяющим эффективность геофизических работ, является число и площадь структур, подготавливаемых к глубокому бурению, число выявленных первоочередных объектов разведки. Это, естественно, предопределяет необходимость направления значительных объемов наземных геофизических работ на выявление и подготовку структурных ловушек в зонах их интенсивного развития и сдерживает возможность использования полевой геофизики на этапе разведки месторождений. Для прогрессивных геологов и геофизиков очевидна необходимость отказа от традиционной практики, когда геофизические методы нацелены главным образом на подготовку структур под глубокое бурение. Изменение стратегии геофизических работ с правильным определением целей, задач и плановых показателей стадии подготовки структур к глубокому бурению с широким внедрением геофизических методов на стадии разведки и подсчета запасов должно повысить эффективность поисково-разведочного процесса за счет сокращения числа малоинформативных скважин и повышения достоверности подсчета запасов нефти и газа [8].

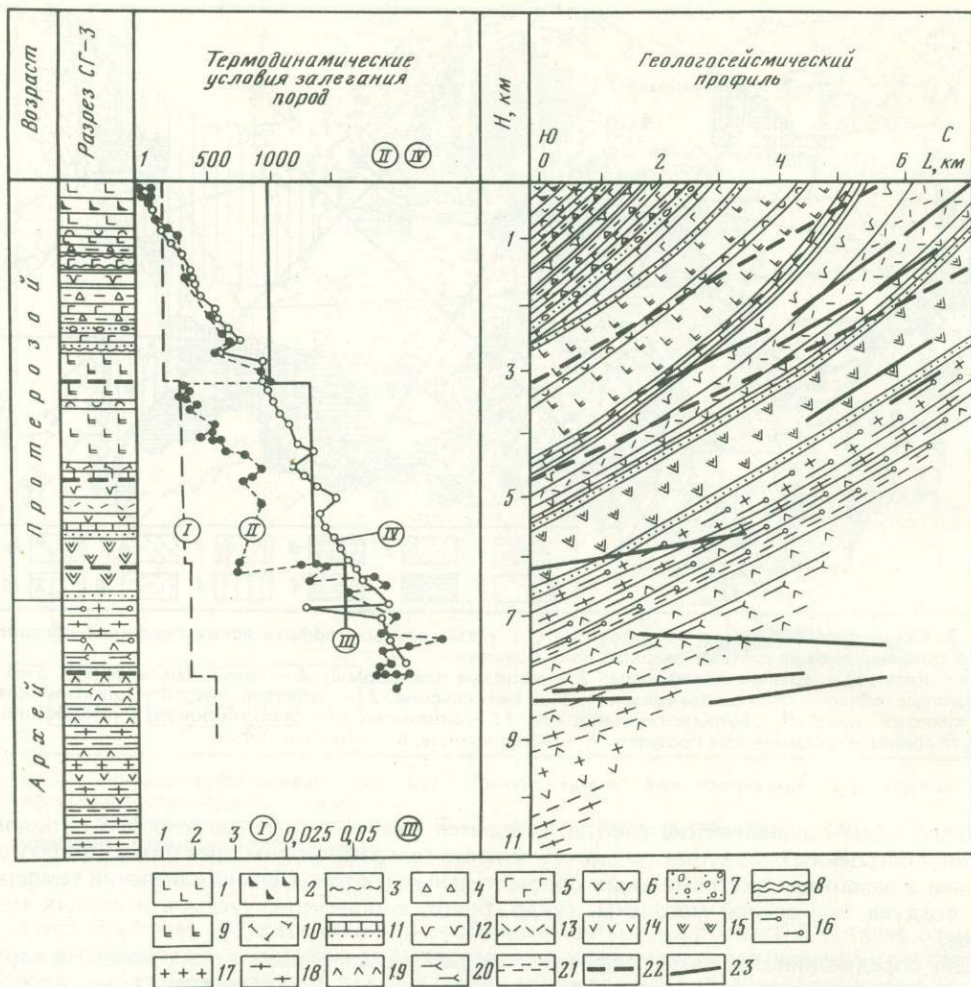


Рис. 4. Сопоставление термодинамических условий залегания пород с положениями фронтов метаморфизма и сейсмических границ в разрезе докембрийских отложений Балтийского щита
 I — температурный градиент ($^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$); II — вертикальная составляющая (σ_z , МПа) тензора напряжений; III — тепловой поток ($Q \cdot 10^{-1}$, $\text{т}/\text{м}^2$), натурные измерения; IV — вертикальная составляющая (σ_z , МПа) тензора напряжений, аналитический расчет.

1 — диабазы; 2 — пикритовые порфириты; 3 — туфы; 4 — туффиты; 5 — габбро-диабазы; 6 — перидотиты; 7 — брекчия; 8 — песчаники, алевролиты, филлиты; 9 — диабазы, шаровые лавы, актинолитизированные; 10 — плагиопорфириты; 11 — доломиты, песчаники; 12 — метаандезиты; 13 — ортофиры, альбитофиры; 14 — метадиабазы; 15 — сланцы; 16 — гнейсы высокоглиноземистые; 17 — плагиограниты; 18 — гнейсы биотитплагиоклазовые; 19 — амфиболиты; 20 — тальк-тремолитовые сланцы; 21 — гнейсы биотитамфиболовые; 22 — границы фаций метаморфизма; 23 — сейсмические отражающие границы

Анализ результатов геологоразведочных работ за последние 15 лет показывает, что только 32% из введенных в поисковое бурение площадей, достоверно подготовленных под глубокое бурение, становятся месторождениями. Остальные площади (примерно 2/3 от общего числа), подготовленные с необходимой достоверностью, оказываются непродуктивными. Это колоссальный объем непроизводительных затрат. Достичь его сокращения — один из главных путей повышения эффективности. В качестве одного из возможных мероприятий предлагается изменить систему подготовки структур под глубокое бурение в благоприятных сейсмогеологических условиях. На первой стадии структуры готовятся под заложение первых поисковых скважин. На этой стадии деталь-

но готовится только присводовая часть складки и область критического замыкания ловушки, подтверждающая достоверность ее наличия. Крылья периклинали, область сочленения с примыкающими структурами изучаются одиночными профилями. Если на объекте установлена залежь в результате поискового бурения, то на следующей геологоразведочной стадии, когда осуществляется оценка масштаба открытия, проводятся детальные геофизические работы, которые, опираясь на данные глубокого бурения, ставят своей целью не только достоверное картирование структурной поверхности, но и определение границ залежи. На реальность осуществления этого мероприятия указывают следующие материалы:

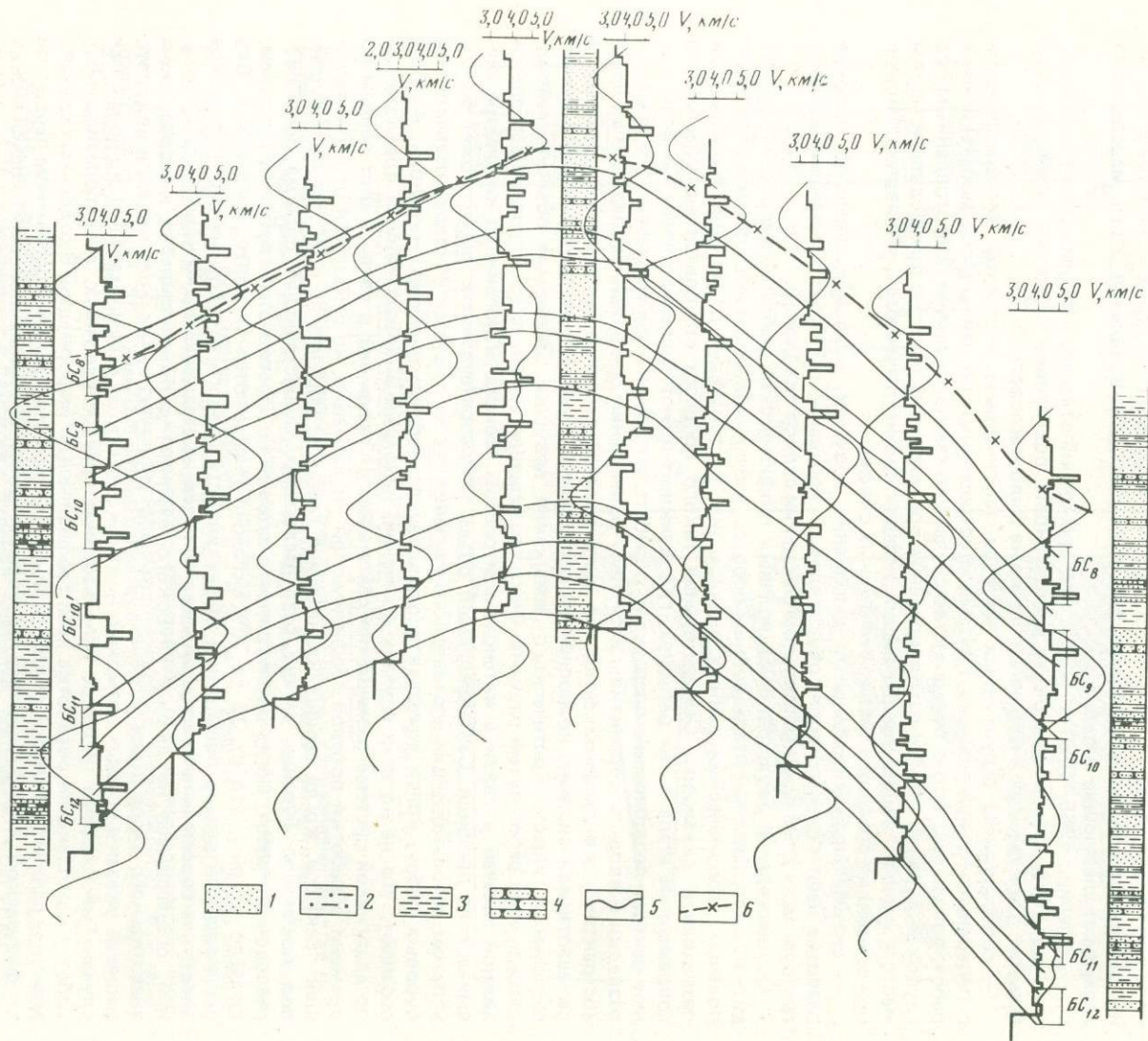
- за период 1965—1980 гг. 88,6% месторождений открыто первыми тремя скважинами, что указывает на высокую достоверность подготовки структур под поисковое бурение, хотя здесь учтены данные, когда не было массового ОГТ;

- сопоставление структурных карт по законченным разведкой месторождениям с первичными структурными картами, построенными по данным сейсморазведочных работ, показывает, что в большинстве случаев по так называемым подготовленным под глубокое бурение структурам совпадение происходит только по присводовым частям месторождений; общие конфигурации складок сильно отличаются, что является причиной заложения большого числа законтурных скважин;

- значительный коэффициент заполнения ловушек, предопределяющий широкое развитие нефтегазового поля, обуславливает попадание поисковой скважины в нефтегазовую часть даже при значительном смещении сводов складок.

Осуществление двухстадийных полевых геофизических работ целесообразно проводить как непрерывный итерационный процесс, уточняющийся по мере ввода в обработку полевых геофизических данных информации, поступающей от каждой последующей разведочной скважины. Осуществление такого процесса становится возможным на современном этапе в тех регионах, где функционируют экспедиционные вычислительные центры, позволяющие оперативно обрабатывать данные сейсморазведки и электро-разведки и вводить коррективы в систему размещения профилей, закладывая их не по абстрактной равномерной сетке, не учитывающей строение выявленной ловушки, а по адаптивной системе, позволяющей достоверно изучить поле заложения поисковых скважин и область критического замыкания ловушки. Экономия объемов сейсморазведочных работ путем рационального размещения сейсмических профилей является важной задачей в связи с интенсивным ростом стоимости погонного километра сейсмического профиля. Сэкономленный объем сейсморазведочных работ может быть с успехом использован для достоверного изучения тех же ловушек на стадии разведочных буровых работ, когда доказана промышленная нефтегазонасность ловушек. Авторы осознают, что не во всех случаях возможно использование изложенных предложений по адаптивной системе размещения сейсмических профилей в связи с отставанием во времени обработки полевой геофизической информации, но отказаться от существующей практики, когда геофизика нацелена главным образом на подготовку ловушек под поисковое бурение, нужно безотлагательно. Существующая система поисково-разведочных работ, когда оконтуривание залежей осуществляется глубоким бурением, привело к тому, что от 30 до 70% скважин оказываются за контуром залежей. Это существенный резерв повышения эффективности геологоразведочных работ. Широкое внедрение современных геофизических методов на стадии разведки новых месторождений, опирающееся на данные глубокого бурения, должно привести к сокращению значительного числа дорогостоящих скважин. При этом необходимо иметь в виду, что решение указанных задач возможно не только на основе сейсморазведки, но во многих случаях необходимо широкое использование гравиразведочных, электроразведочных работ и комплексная обработка всей геофизической информации. В отдельных случаях можно ограничиться грубой обработкой на ЭВМ по специальным программам первичной геофизической информации без проведения дополнительных полевых геофизических работ.

Рассмотрим некоторые особенности ведения *разведочного* этапа на основе геофизической информации. Анализ качества и достоверности подсчетов запасов нефти и газа показывает, что бытующее в практике "подсчетчиков" пренебрежительное отношение к результатам обработки полевых геофизических материалов и попытка построить подсчет только по данным материалов глубокого бурения нередко приводит к грубым ошибкам в определении главных подсчетных параметров — площади нефтегазонас-



ности и карты эффективности нефтегазонасыщенных площадей. Простая линейная интерполяция значений, полученных по глубоким скважинам, и особенно экстраполяция на внешний контур без учета значений по сейсморазведочным структурным картам в межскважинном пространстве нередко приводит к ошибкам в подсчете запасов до 30%. Избежать этой ошибки можно путем повторной комплексной переинтерпретации сейсморазведочных материалов с данными всех глубоких скважин, построения достоверной структурной карты и обязательного учета этой карты при определении нефтегазонасыщенных мощностей и контура залежи.

Здесь уместно остановиться на некоторых особенностях построения методологии комплексной интерпретации в подсистеме "Земля—скважина" [3—5].

В общем случае алгоритм комплексной интерпретации включает следующие операции.

1. Построение линейных сейсмоакустической и петрофизической моделей разреза по данным ГИС, изучения керна и испытаний скважин (рис. 5).

2. Выявление опорных связей между сейсмоакустическими и петрофизическими особенностями разреза для сравнения с ранее изученными разрезами, установление зависимости изменения скорости и затухания упругих волн от литолого-петрофизических характеристик разреза.

3. Обработку данных ВСП с целью детального изучения геометрии, углов наклона и свойств пластов в околоскважинном пространстве, построение индикатрисы скоростей с целью оценки анизотропии упругих свойств горных пород и выбора радиуса-вектора для определения места заложения последующей скважины; прогнозирование разреза ниже забоя скважин.

4. Построение горизонтального теоретического профиля на основе данных ГИС, ВСП и сейсморазведки. Профиль должен давать прогнозную информацию о пространственном изменении геометрии и свойств изучаемых пластов.

5. Сопоставление данных полевой сейсморазведки с теоретическим профилем, т.е. получение "сейсмического образа" отдельных литотипов и формы геологических тел.

6. Построение геологических разрезов, структурной карты и геометрии контактов на основе комплексной интерпретации данных наземной сейсморазведки, ГИС, ВСП и испытаний пластов (рис. 6).

По мере поступления новой информации с выходом из бурения скважин процесс обработки имеющихся данных повторяется в последовательности, изложенной выше. Обработка прекращается по достижении точности определения подсчетных параметров, необходимой для оценки запасов по промышленным категориям.

Таким образом, комплекс сейсморазведки и скважинных исследований может явиться информационной основой для оптимизации геологоразведочного процесса на нефть и газ.

Наиболее важные процедуры комплексирования данных ГИС и сейсморазведки и примеры их практической реализации для поиска и разведки нефтяных месторождений рассмотрены нами в [4].

Таким образом, перед полевыми геофизическими методами наряду с решением традиционных задач (регионального изучения строения недр, подготовки ловушек под поисковое бурение) на современном этапе поставлены актуальные задачи по достоверному определению строения залежей на стадии разведки с целью оптимального размещения скважин и достоверного изучения межскважинного пространства на стадии подсчета запасов для надежного определения нефтегазонасыщенных мощностей и контура залежей. Указанное предопределяет необходимость изменения современной стратегии геофизических и буровых работ на всех стадиях геологоразведочного процесса [2, 3].

Если полевые геофизические работы, как видно из сказанного выше, в определенной степени оторваны на современном этапе от поисково-разведочных буровых работ, то

Рис. 5. Пример построения двумерных геоакустических моделей разреза и их связи с отражающими сейсмическими горизонтами

1 — песчаники; 2 — песчаники заглинизированные; 3 — глины; 4 — песчаники с карбонатным цементом; 5 — теоретические сейсмограммы; 6 — геологическая поверхность, картируемая при прослеживании наиболее динамически выраженной фазы

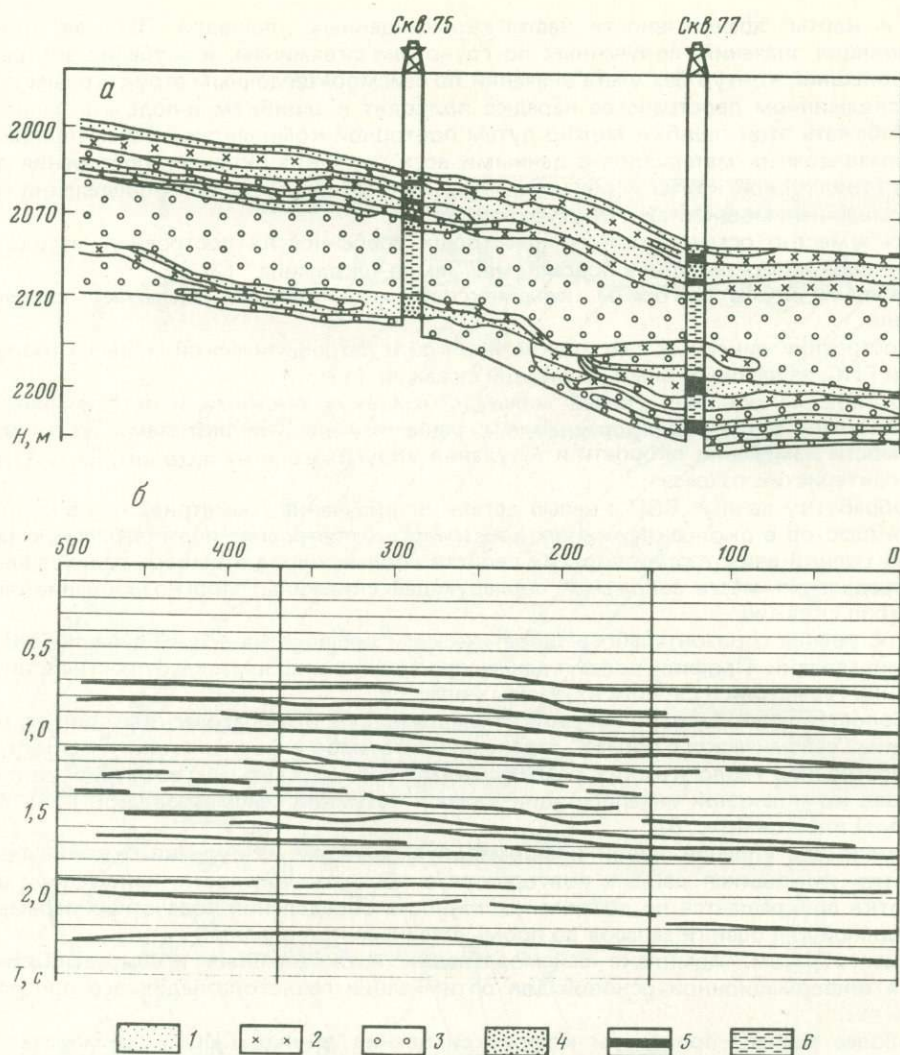


Рис. 6. Прогноз геологического разреза в пространстве между скважинами на основе комплексной интерпретации по системе "Залежь"

По данным прогноза: 1 — песчаники, 2 — песчано-глинистые отложения, 3 — глины; по промыслово-геофизическим данным: 4 — песчаники, 5 — песчано-глинистые, 6 — глины

без промыслово-геофизических материалов немислима работа геолога-разведчика. Корреляция разрезов, построение структурных карт, обоснование подсчетных параметров осуществляются на основе промыслово-геофизических материалов. Скважинные геофизические исследования опираются на данные кернового материала и испытаний пластов. Дальнейшее повышение информативности промыслово-геофизических данных возможно путем накопления опорной информации в базовых скважинах в результате сплошного отбора керна, поинтервальных испытаний и специальных каротажных исследований. Наиболее оптимальной схемой, обеспечивающей надежное обоснование параметров залежей, можно считать следующую:

1) проведение в ограниченном числе базовых скважин по продуктивным частям разреза сплошного отбора и всестороннего изучения керна, поинтервальных испытаний и специальных геофизических исследований;

2) в случае необходимости бурение скважины с применением промывочной жидкости на нефтяной основе;

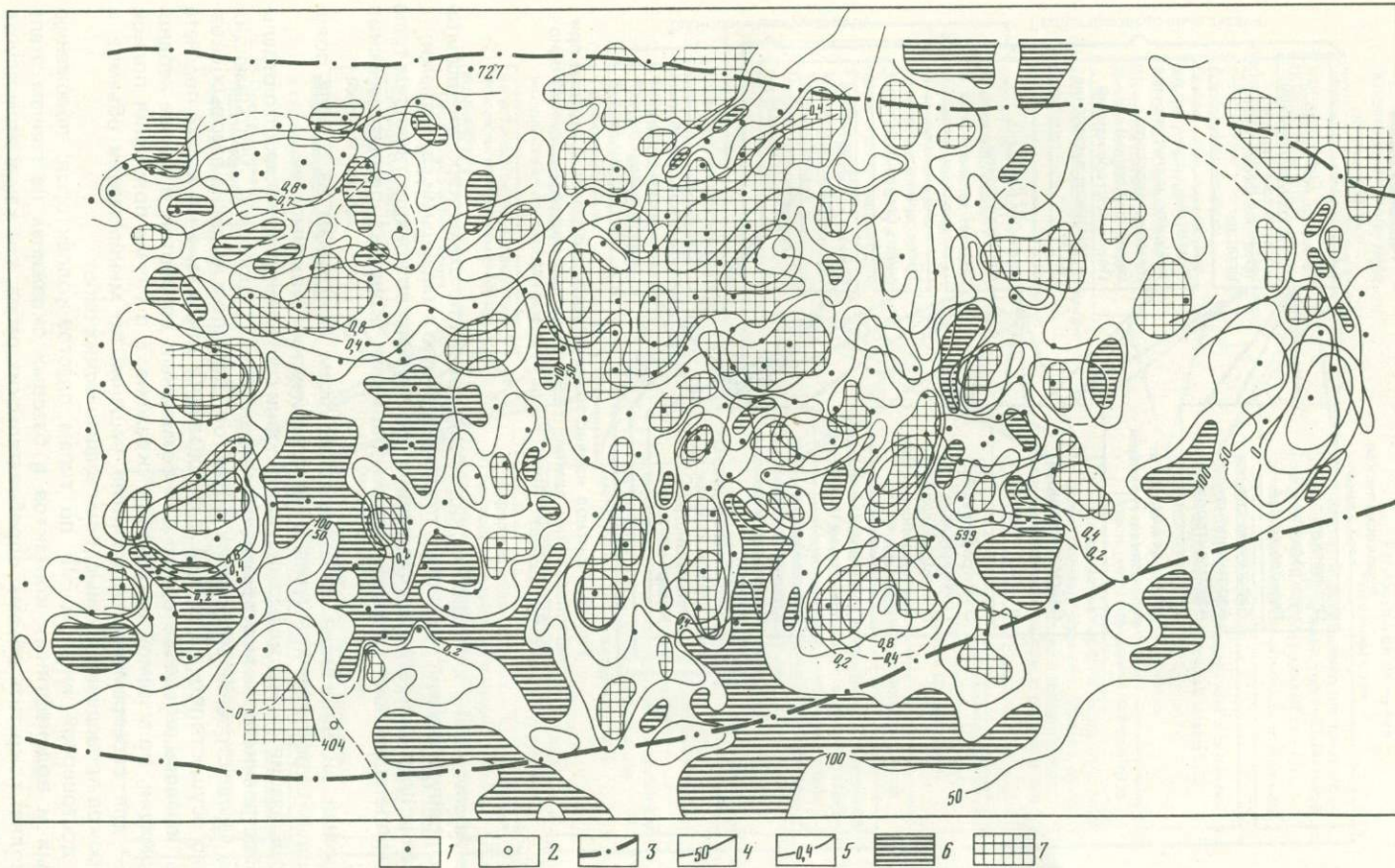


Рис. 7. Сопоставление материалов детальной сейсморазведки и каротажа с целью прогноза пространственного распределения фильтрационно-емкостных свойств коллектора в пределах продуктивного карбонатного массива

1 — скважины эксплуатационные; 2 — скважины разведочные; 3 — контур ГЖК Оренбургского ГКМ; 4 — изолинии параметра затухания в условных единицах; 5 — изолинии емкостного параметра ($K_{п}h_{эф}$); 6-7 — характеристика затухания: 6 — высокое, 7 — низкое

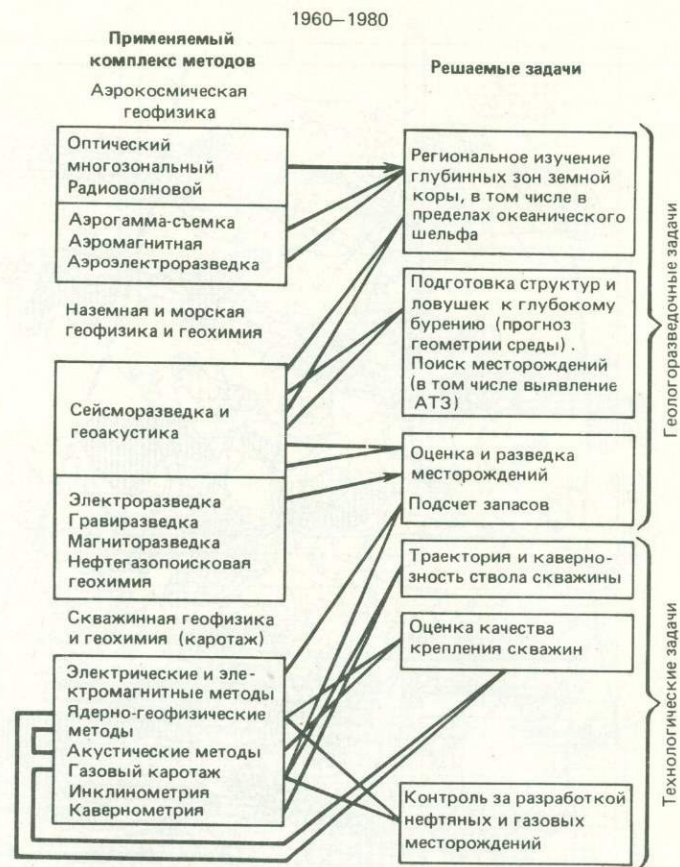


Рис. 8. Прогноз научно-технического прогресса в отрасли при использовании данных геофизики как информационной основы для оптимизации ГРП на нефть и газ

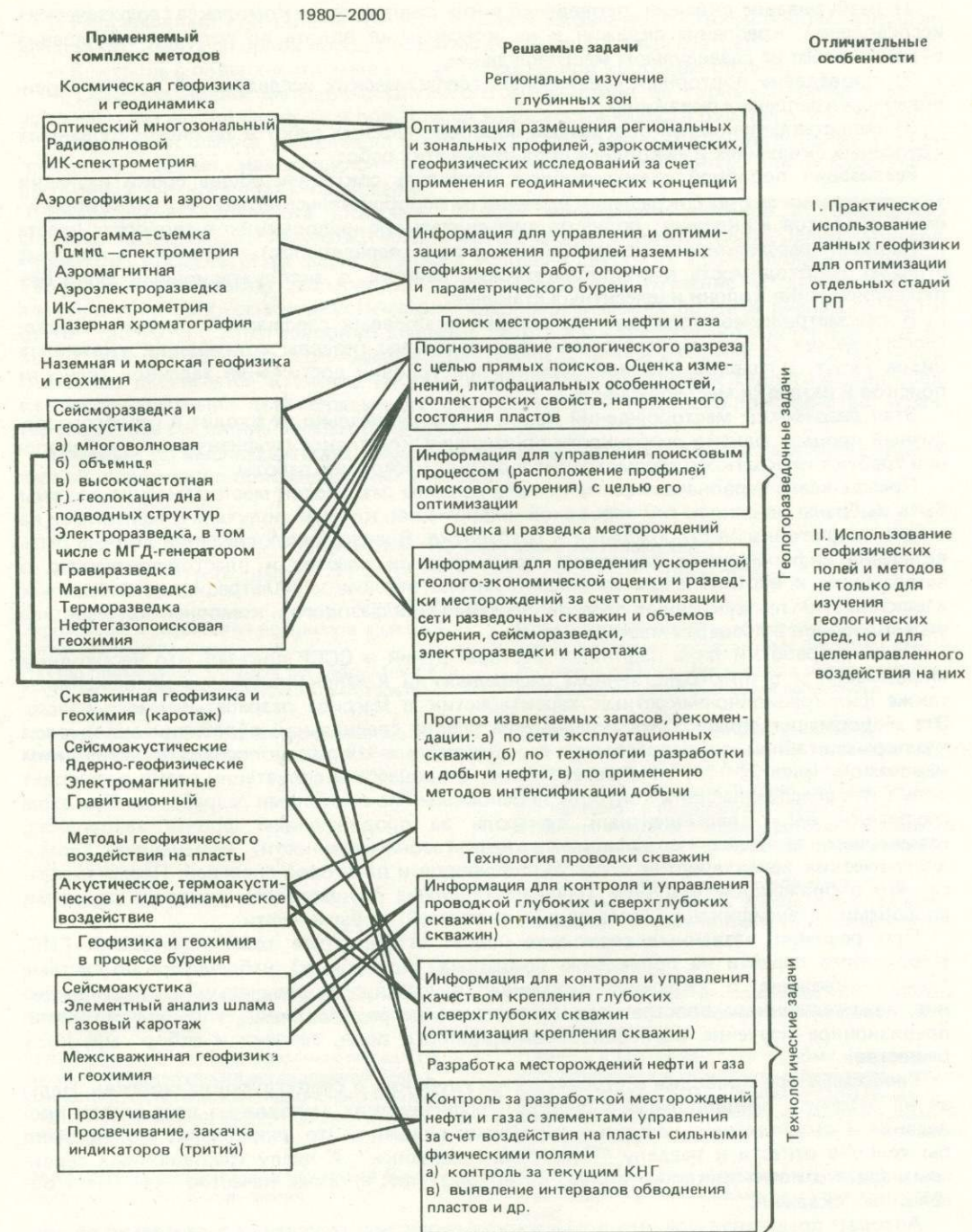
3) проведение специальных геофизических исследований по схеме каротаж–испытание–каротаж с принудительной закачкой в пласты флюидов с заданными свойствами;

4) обоснование по результатам исследований, полученным по предшествующим трем пунктам, интерпретационных моделей с установлением констант петрофизических зависимостей;

5) комплексная интерпретация материалов по всем скважинам на основе полученных по базовым скважинам критериев и петрофизических зависимостей.

Успешная реализация схемы возможна при условии составления для каждого отдельного сложнопостроенного месторождения специальных программ, учитывающих специфические черты строения изучаемых объектов. При этом бурение базовых скважин желательно осуществлять на ранней фазе разведки объекта, а не к дате подсчета запасов, чтобы имелось резервное время для возможных доработок в случае неоднозначной информации, получаемой по базовой скважине, а в случае получения полной информации – для своевременного принятия решений по минимизации объемов и сокращению сроков проведения промыслово-геофизических работ.

Получение достоверной информации по типам пластов-коллекторов, положению газо-жидкостных и водонефтяных контактов в базовых скважинах на раннем этапе разведки позволяет сократить объемы опробовательских работ, так как в этом случае опробование скважин осуществляется главным образом для обоснования продуктивности скважин. На этот факт справедливо указано в работе [10], где предлагается реализовать следующую схему работ на конечной стадии разведки:



1) разбуривание скважин, проведение в них стандартного комплекса геофизических исследований, крепление скважин и их консервация вплоть до полного завершения буровых работ на разведваемом месторождении;

2) проведение повторных специальных геофизических исследований в законсервированных крепленых скважинах;

3) сопоставление общей программы опробовательских работ в законсервированных крепленых скважинах и аккордное проведение этих работ.

Реализация подобной схемы должна позволить сократить общие сроки изучения месторождения за счет сокращения времени на опробовательские работы и числа опробуемых объектов и скважин; получить дополнительную информацию о свойствах пласта и условиях расформирования призабойных зон; передать часть скважин, в которых отпадает необходимость в опробовательских работах, в эксплуатационный фонд без перфорирования колонн и цементных стаканов.

В рассматриваемом подходе к проведению полевых геофизических, промыслово-геофизических и опробовательских работ заложены резервы сокращения указанных видов работ, а главное объемов бурения при условии достижения заданной точности поисков и разведки месторождений.

Этап разработки месторождений нефти и газа формально не входит в геологоразведочный процесс, однако особенности применения комплекса геофизических исследований требуют их краткого рассмотрения в рамках настоящей работы.

Прежде всего первоначальные системы и режимы разработок месторождения должны быть выбраны на основе той априорной информации, которая получена геофизиками на стадии подготовки месторождений к разработке. В число таких сведений должна быть включена информация о геометрии продуктивных пластов и пластов-покрышек, о латеральном и вертикальном изменении литологических и фильтрационно-емкостных характеристик продуктивных пластов, об изменении фазового и компонентного состава углеводородов в пределах месторождения.

Опыт разработки ряда нефтяных месторождений в СССР показал, что необходима информация и о пространственном распределении компонент тензора напряжения, а также фильтрационно-емкостных характеристик в массиве разрабатываемого пласта. Эта информация может быть получена на основе специальной обработки материалов крупномасштабной сейсморазведки в комплексе с широкополосным акустическим каротажем (рис. 7) [7]. Непосредственно в процессе эксплуатации резко возрастает роль ГИС, обеспечивающих контроль за основными показателями разработки. При этом геофизики ведут перманентный контроль за продвижением фронта заводнения, изменением текущего коэффициента нефтегазонасыщенности, изменением термодинамических характеристик пластовых флюидов и пластовой энергией. Представляется, что в ближайшем будущем геофизика должна осуществлять контроль за всеми способами интенсификации (вторичной и третичной) добычи нефти.

При решении названных задач уже нельзя ограничиться только методами ГИС. Необходимо перейти на проведение режимных (повторных) наблюдений по системе "земля—скважина" и "скважина—скважина", включая сюда специальные методы изучения межскважинного пространства (просвечивание радиоволнами, упругими волнами, прецизионное изучение вариаций гравитационного поля, закачка и отбор меченого вещества).

Геофизика при проводке и строительстве глубоких и сверхглубоких скважин. Нельзя не отметить основополагающую роль геофизических методов на всех этапах проведения и строительства нефтяных и газовых скважин. Это направление можно было бы условно отнести к разделу "сервисной геофизики". К числу традиционных сервисных задач относят инклинометрию, кавернометрию, а также качество крепления обсаженных скважин.

Авторам представляется, что возможности сервисной геофизики значительно обширнее, и их использование непременно обеспечит повышение эффективности глубокого параметрического, поискового, разведочного и эксплуатационного бурения. К новым сервисным задачам можно отнести следующие.

— Выбор точки заложения и траектории ствола каждой скважины на основе априорной геофизической информации и пространственного распределения физико-механических свойств разбуриваемых пород, а также их напряженного состояния (в том числе информации о наличии зон АВГД).

– Непрерывный контроль в процессе бурения за взаимодействием породоразрушающего инструмента с горной породой с целью сокращения энергозатрат.

– Контроль с поверхности земли за траекторией при кустовом бурении.

– Создание новых методов физического воздействия на горные породы с целью ускорения проводки скважин и повышения износоустойчивости бурового инструмента.

– Прогноз и оценка устойчивости открытых и обсаженных стволов глубоких и сверхглубоких скважин, находящихся под воздействием естественных или искусственно вызванных (техногенных) напряжений.

Современная геофизика включает арсенал мощнейших методов и технических средств, позволяющих изучать геологические среды с поверхности Земли (океана, морей), из космоса, атмосферы, а также в условиях глубоких и свехглубоких скважин. Геофизика располагает аппаратурой, обеспечивающей изучение и детектирование электромагнитных, сейсмоакустических, ядерно-физических полей в диапазоне частот от 10^{-1} до 10^6 Гц. Этот широкий диапазон частот, а соответственно и длин волн (от A° до 10^3 м) обеспечивает разномасштабное, разноглубинное изучение горных массивов. При этом достигается изучение таких важнейших характеристик геологических сред, как их элементный и минеральный состав, структура пустотного пространства, характер и фазовое состояние порозаполнителя.

Главные, по мнению авторов, тенденции прогресса геологоразведки на основе геофизической информации приведены ниже и на рис. 8.

Ретроспектива и прогноз развития геофизики

1960–1980 гг.

1980–2000 гг.

Физические основы методов

Зарождение и разработка принципов и методологии прямых поисков

Начало применения методов регуляризации для решения некорректно поставленных обратных задач геофизики

Использование слабых физических полей, обратимых эффектов, моделей линейной геофизики

Практическая реализация методологии ПГР и прямых поисков на различных стадиях ГРП
Активное применение методов регуляризации для решения обратных задач геофизики

Развитие основ нелинейной геофизики:
а) использование нелинейных эффектов взаимодействия сильных физических полей с горными средами для целей повышения информативности наземной и скважинной геофизики, т.е. создания методов поисков, разведки и разработки, основанных на нелинейных (перекрестных) эффектах;
б) использование нелинейной теории для установления основных закономерностей формирования геофизических и геохимических полей над залежами

Методология

Разработка идеологии цифровых и регистрирующих обрабатывающих систем геофизической информации

Разработка и внедрение отдельных методов и методик геофизических исследований (сейсмический, акустический, ядерно-физический и др.), повышающих эффективность решения отдельных задач ГРП

Комплексирование методов на уровне скважина–скважина, земля–земля

Переход к компьютеризированным управляемым станциям и к собственно геофизической кибернетике

Переход к системно-структурному использованию геофизики в комплексе с бурением, испытанием. Разработка и внедрение завершенных технологических процессов на информационной основе геофизики. Конечная цель – оптимизация всего ГРП

Комплексирование на различных уровнях: космос–земля, земля–скважина, скважина–скважина

Методика

Монопараметровые измерения в наземных наблюдениях, сейсморазведке, электро-разведке и монометодные измерения при каротаже

Точечные и линейные системы наблюдений

Многопараметровые, многоволновые (при наземных наблюдениях) и многометодные (комплексные) системы измерений при каротаже

Площадные и объемные системы наблюдений и соответствующие способы визуализации

ЛИТЕРАТУРА

1. Козловский Е.А. Комплексная программа глубинного изучения недр. — Сов. геология, 1982, № 9, с. 3—12.
2. Бабилов А.К., Басин Я.Н., Карус Е.В., Кузнецов О.Л. Комплекс наземных и скважинных геофизических исследований как информационная основа для оптимизации поисков, оценки и разведки нефтяных и газовых месторождений. — В кн.: Новые геоакустические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых. М.: ОНТИ ВНИИЯГГ, 1982, с. 3—13.
3. Кузнецов О.Л., Петросян Л.Г. Об использовании геофизической информации в качестве информационной основы оптимизации геологоразведочных работ на нефть и газ. — Геология нефти и газа, 1982, № 1, с. 18—26.
4. Кузнецов О.Л., Галаган Е.А., Злотников М.Г., Кузнецова Л.В. Методология и некоторые результаты комплексного изучения сложно-построенных геологических сред методами ГИС и сейсморазведки при поисках и разведке месторождений нефти и газа. — В кн.: Новые геоакустические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых. М.: ОНТИ ВНИИЯГГ, 1982, с. 13—31.
5. Руденко Г.Е., Кузнецова Л.В., Лопатникова О.А. Построение эффективной сейсмоакустической модели тонкослоистого разреза по данным ГИС и ВСП. — Там же, с. 32—45.
6. Зорькин Л.М., Карус Е.В., Кузнецов О.Л. и др. Закономерности формирования геофизических и геохимических полей в осадочном чехле земной коры. — Сов. геология, 1978, № 11, с. 94—104.
7. Кузнецов О.Л. Задачи изучения напряженного состояния земной коры на различных стадиях геологоразведочного процесса на нефть и газ. — В кн.: Изучение напряженного состояния массивов пород сейсмоакустическим методом. М.: ВНИИЯГГ, 1980, с. 3—8.
8. Габриэлянц Г.А. Оптимизация разведки и подсчета запасов месторождений нефти и газа. — Тр. ВНИГНИ, 1979, вып. 213, с. 3—10.
9. Кузнецов О.Л., Муравьев В.В., Попсуй-Шапка Г.П. О влиянии геодинамических активных очагов на формирование полей нефтегазоносности седиментационных бассейнов. — Докл. АН СССР, 1980, т. 252, № 1, с. 172—174.
10. Петросян Л.Г., Кузнецов О.Л. Пути оптимизации разведочного этапа работ на нефть и газ при современных возможностях геофизических исследований. — Геология нефти и газа, 1983, № 7, с. 21—25.
11. Зорькин Л.М., Карус Е.В., Кузнецов О.Л. и др. О природе "кольцевых" физико-химических аномалий в осадочном чехле. — Докл. АН СССР, 1978, т. 243, № 2, с. 477—479.

УДК [553.93/.97 + 553.983].003.1

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТВЕРДЫХ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

И.В. ЕРЕМИН, О.П. КИРСАНОВА, И.П. КРАПЧИН

Институт горючих ископаемых Министерства угольной промышленности СССР, Москва, СССР

Развитие промышленности, сельского хозяйства, транспорта и других отраслей материального производства, а также увеличение численности населения приводят к постоянному росту потребности в минеральном и сельскохозяйственном сырье, органическом топливе и продуктах его переработки. Эта тенденция особенно характерна для различных видов топлива.

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ОСОБЕННОСТИ РАЗВИТИЯ МИРОВОГО ТОПЛИВНОГО ХОЗЯЙСТВА

По указанным выше причинам добыча нефти, природного газа, угля, сланцев и торфа, а также производство электроэнергии на гидравлических, атомных, геотермальных и приливных электростанциях постоянно увеличивается. Так, абсолютные размеры добычи перечисленных горючих энергетических ресурсов и выработки энергоснабжителей на основе возобновляемых источников за последние восемьдесят лет изменились следующим образом.

	1900 г.	1940 г.	1960 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.
Добыча и производство, млн. т у. т.	959	3152	4700	7200	9500	11000
То же, на 1 человека, т. у. т.	0,6	1,5	1,8	2,0	2,5	2,8

Таблица 1

Структура мировых запасов топливно-энергетических ресурсов [5, 6]

Вид ресурсов	Запасы					
	геологические			условно доступные для извлечения		
	млрд. т	млрд. т у.т.	%	млрд. т	млрд. т у.т.	%
Уголь	16000	10126	89,53	4000	2880	82,66
Нефть	520	743	6,57	260	372	10,68
Природный газ	180 × 10 ¹² м ³	229	2,02	140 × 10 ¹² м ³	178	5,11
Торф	261	98	0,88	70	26	0,75
Горючие сланцы	356	114	1,0	90	28	0,80
Итого	—	11310	100,0	—	3484	100,0

Ожидается, что количество вырабатываемых энергоресурсов в 2000 г. увеличится до 25 млрд. т у. т. [2, 3, 4].

На всем рассматриваемом отрезке времени, относящемся к прошедшему периоду, а также в видимой перспективе (в основном до 2000 г.) 92–93% мировой потребности в энергоресурсах покрывалось за счет топлива и 7–8% на основе электроэнергетики гидравлических, геотермальных и атомных электростанций. Такое соотношение обусловлено в первую очередь большими запасами органических видов топлива и наличием технических средств по их добыче, сжиганию и переработке.

Примерная структура запасов органического топлива с разбивкой их на две категории (геологические и условно доступные для извлечения) приведена в табл. 1.

Из данных, приведенных в табл. 1, следует: во-первых, мировая перспективная потребность (по уровню 2000 г.) обеспечена условно доступными запасами для извлечения примерно на 100 лет; во-вторых, угольные ресурсы составляют преобладающую долю в общих геологических и условно извлекаемых запасах топлива (83%), нефть и газ соответственно составляют 11 и 5%, а остальные — 1%.

Вместе с тем указанная выше структура запасов далеко не соответствует мировой структуре добычи и потребления отдельных видов топлива. В частности, большие запасы угля не обеспечили ему соответствующей роли в удовлетворении потребности в топливе и сырье. В отдельные периоды развития мировой экономики доля угля, равно как и других видов топлива, в общей их добыче и потреблении подвергалась изменениям. Это было вызвано различными причинами, которые изложены ниже.

В первоначальный период индустриализации многих стран мира, т.е. когда машинная техника становилась основой промышленного производства, проходила минерализация топливных балансов. На этом отрезке времени наблюдалось резкое увеличение добычи углей. Это обеспечивалось отработкой месторождений с благоприятными горно-геологическими условиями, созданием новой техники и применением новой технологии, строительством крупных предприятий. Следствием этих тенденций явилось снижение затрат в добычу угля и широкое его применение в качестве энергетического топлива и технологического сырья. С некоторыми допущениями и условно можно считать, что этот период продолжался до 50-х годов XX столетия.

В последующие три десятилетия в мировом топливном хозяйстве проявилась тенденция к быстрому росту добычи и потребления жидких и газообразных и замедлению темпов роста добычи угля. Это вызвано влиянием нескольких взаимосвязанных обстоятельств: во-первых, успехи науки и техники в области разведки обеспечили открытие крупных месторождений нефти и природного газа во многих регионах мира, в результате чего были созданы предпосылки для добычи их в больших масштабах; во-вторых, постоянной возрастающий спрос на жидкое топливо со стороны моторного парка и мобильных транспортных средств, для которых использование нефти и продуктов ее переработки вызывается технологической необходимостью; в-третьих, интенсивное развитие промышленности по переработке нефти и газа, на предприятиях которой

Таблица 2.

Мировое потребление первичных источников энергии [7]

Первые источники энергии	1960		1970		1975		1980	
	млн. т у. т.	%	млн. т у. т.	%	млн. т у. т.	%	млн. т у. т.	%
Нефть	1340	34	3053	40	3560	41	5180	46
Газ	267	7	1405	19	1700	19	1730	15
Уголь	1840	47	2282	30	2506	29	3366	30
Торф	19	0,5	22	0,3	22	0,3	22	0,1
Дрова	200	5	314	4	320	4	320	3,0
Гидроэнергия	270	7	465	6	610	7	720	6,0
Итого	3936	100	7546	100	8718	100	11338	100

они используются в качестве исходного технологического сырья; в-четвертых, прогресс в области техники и технологии обработки запасов, который не только позволил реализовать указанные выше потенциальные возможности, но и способствовал снижению затрат в добычу нефти и газа; в-пятых, низкие затраты на добычу нефти и газа, сочетающиеся с другими преимуществами (высокая теплота сгорания, сжигание с относительно большим КПД, возможность транспортирования на дальние расстояния по трубопроводам и т.д.), способствовали росту спроса на них как на энергетическое топливо со стороны энергетики, черной металлургии, коммунально-бытового хозяйства и населения.

В конце 70-х годов сложилась следующая мировая структура потребления топливно-энергетических ресурсов (табл. 2).

На основе имеющихся данных условно можно считать, что с 80-х годов начинается третий период развития мирового топливного энергетического хозяйства, характеризующегося новыми тенденциями в этой области. К их числу следует отнести намечаемые высокие темпы развития и совершенствование технической базы атомной энергетики, уменьшение из-за относительной ограниченности запасов нефти темпов ее добычи при одновременном росте потребности в жидком топливе, резкое увеличение объемов добычи и расширение направлений использования углей, включая производство синтетического жидкого и газообразного топлива из них.

НАПРАВЛЕНИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИСКОПАЕМЫХ УГЛЕЙ

Твердые виды горючих ископаемых сейчас широко используются в качестве энергетического топлива и технологического сырья. Особенно большая роль в этом отношении отводится каменным и бурым углям, в связи с чем масштабы их добычи постоянно увеличиваются (табл. 3).

В настоящее время в странах с развитой угольной промышленностью примерно 70–80% добываемых углей расходуется на энергетические нужды и 20–30% используется в качестве технологического сырья.

Энергетическое направление использования углей. Основными энергетическими потребителями каменных и бурых углей являются электростанции, промышленные котельные, коммунально-бытовое хозяйство и население. В Советском Союзе в 1980 г. на угольном топливе было произведено около 40% электрической энергии, на что израсходовано 42% добываемых углей [10, 11].

В этом же году примерно 50% потребности коммунально-бытового хозяйства, включая население, удовлетворялось за счет каменных и бурых углей и продуктов их переработки. На эти нужды было направлено 14% от общей добычи углей. Суммарный расход углей потребителями энергетического профиля в СССР за десятилетний период характеризуется следующими данными.

	1970 г.	1980 г.
Расход углей, млн. т	483,0	496,0
То же, % от добычи	68,0	69,0

Таблица 3

Добыча угля в мире (в млн. т) [8, 9]

Страны	1950 г.	1965 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.
Мировая добыча	1810	2449	2553	2788	3740
СССР	261,1	577,7	624,1	701,3	716,4
США	508	478	556	594	758
Великобритания	220	189	143	127	128
ФРГ	202	244	225	223	224
Франция	53	54	39	26	21
ПНР	83	141	173	212	230
ЧССР	45	100	109	114	123
ГДР	140	253	262	247	258
КНР	43	300	—	—	620

Технологическое направление использования углей. Значительная часть добываемых углей используется в качестве сырья, подвергаясь переработке механическими (обогащение, брикетирование) или термохимическими методами (коксование, полукоксование, газификация, гидрогенизация) с целью повышения их качества или производства новых видов продукции.

Для достижения технологичности перечисленных процессов и получения заданных свойств продукции большое значение имеет правильный выбор сырьевой базы. Последнее, в свою очередь, должно решаться на основе классификации углей, учитывающей их свойства.

Классификация углей — основа правильного выбора сырья для технологического направления использования углей. Определяющее значение для выбора того или другого направления использования углей имеют их промышленные классификации. Однако существующие классификации не могут служить надежной основой прогноза состава и свойств ископаемых углей. Недостаточность принятых в существующих классификациях характеристик приводит к тому, что угли одних и тех же технологических групп оказываются неважимо заменяемыми не только в коксовых шихтах, но даже на энергетических установках. Тем более на основе существующих классификаций нельзя оценивать пригодность угля для большинства направлений его нетопливного использования.

В последние годы все чаще в качестве классификационных параметров начали применяться петрографические характеристики углей, на основе которых в ряде случаев возможно осуществлять надежные прогнозы важнейших технологических свойств углей. Так, в СССР разработана классификация углей по генетическим и технологическим параметрам (ГОСТ 25543-82). В этой классификации нашли отражение важнейшие генетические особенности углей — стадия метаморфизма, петрографический состав и степень восстановленности. Все это позволило определить значение отдельных классификационных показателей для углей, используемых в различных направлениях. Комплексная оценка свойств отдельного угля выражается семизначным кодовым номером, элементы которого указывают на принадлежность угля к определенному классу, категории, типу и подтипу. Угли отдельных кодовых номеров объединены в группы на основе идентичности их поведения при технологическом использовании. Всего выделено 24 группы: 3 — для бурых углей, 18 — для каменных и 3 — для антрацитов. Группы объединены в 14 укрупненных марок. Внутри групп проведено подразделение на подгруппы, в результате чего угли витринитовые отделены от фюзинитовых.

В соответствии с технологическими свойствами ГОСТ 25543-82 определены наиболее рациональные направления использования углей отдельных марок групп, подгрупп и кодовых номеров.

Разработанная классификация позволяет на научной основе провести анализ обеспеченности ресурсами углей наиболее перспективных направлений их использования. В настоящее время в СССР проведен предварительный анализ сырьевой угольной базы синтетического жидкого топлива [17].

Механические методы переработки углей. К числу таких методов прежде всего сле-

дует отнести обогащение углей. Развитие и совершенствование технологии добычи угля, основанное на комплексной механизации (автоматизации) производственных процессов и высокопроизводительной техники, с одной стороны и ухудшение горно-геологических условий добычи — с другой, приводят к постоянному увеличению их зольности.

Минеральные примеси, находящиеся в углях, как известно, препятствуют получению из них металлургического кокса требуемых физико-механических свойств и отрицательно влияют на теплотехнические показатели энергетических установок. Поэтому в настоящее время почти все угли, используемые для выжига металлургического кокса, проходят стадию облагораживания на обогатительных фабриках. Ежегодно увеличиваются объемы обогащения энергетических углей. Так, в 1980 г. в Советском Союзе обогащению подвергалось примерно 55% добываемых углей, США — 42,1%, Англии — 90, ФРГ — 50, Франции — 87, ПНР — 33 и ЧССР — 36,5%. Динамика переработки углей методом обогащения в СССР приводится ниже.

	1950 г.	1960 г.	1970 г.	1980 г.
Расход углей, млн. т	43,2	152,1	282,4	340,4
То же, % от добычи	16,5	29,8	45,2	47,5

Значительно меньшее распространение получил второй метод механической переработки — брикетирование. Объектами брикетирования за рубежом, так же как и в Советском Союзе, служат главным образом слабоуглефицированные бурые угли и в меньшей степени — мелочь каменных углей.

В настоящее время в мире производится около 80 млн. т брикетов в год, в том числе ГДР — 50 млн. т, ФРГ — 10 млн. т, СССР — 7 млн. т, Франция — 4 млн. т. Брикетирование углей производится также в НРБ, ВНР, ПНР, СРР и ЧССР. На выработку брикетов расходуется примерно 130—140 млн. т углей.

Динамика переработки углей методом брикетирования в СССР характеризуется следующими данными.

	1960 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.
Расход углей, млн. т	9,0	13,6	15,9	12,8
То же, % от добычи	1,8	2,2	2,3	1,8

Преобладающее количество буро- и каменноугольных брикетов используется в качестве коммунально-бытового энергетического топлива и лишь незначительная их часть направляется для термической технологической переработки.

Термохимические методы переработки углей. К настоящему времени наиболее широкое промышленное распространение получили методы переработки, вызываемые технологической необходимостью. К числу таких методов прежде всего следует отнести коксование. Дело в том, что при современном уровне конструктивного оформления процесса производства чугуна доменные печи могут успешно работать только на предварительно переработанном угольном топливе — металлургическом коксе. Поэтому с ростом объемов производства чугуна увеличиваются масштабы переработки углей методом коксования.

В 1980 г. во всех странах мира произведено около 50 млн. т кокса, 19 млн. т смолы и 190 млрд. м³ газа, на что израсходовано примерно 1 млрд. т углей, или 30% от общей их добычи. Годовые темпы роста выработки кокса за последние 70 лет составляют приблизительно 5,5%.

В СССР расход углей для этих целей постоянно увеличивается, что иллюстрируется приведенными ниже данными.

	1950 г.	1960 г.	1970 г.	1980 г.
Расход угля, млн. т	51,7	109,9	164,8	185,0
То же, % от добычи	19,8	21,6	26,4	25,8

Переработка углей методом полукоксования, обеспечивающая выработку таких первичных продуктов, как полукокс, смола и газ, не получила широкого распространения, хотя с начала первого промышленного внедрения прошло около 200 лет.

Отсутствие постоянных и крупномасштабных потребителей продукции (как это имеет место при коксовании) — одна из причин такого положения. По этой же причине

на протяжении всего времени масштабы переработки углей этим методом подвергались резким колебаниям, в основе которых лежало периодическое изменение спроса на получаемые продукты.

В настоящее время в относительно небольших масштабах промышленное полукоксование каменных углей производится в Англии, Франции, ФРГ, Бельгии и других странах, а бурых углей — в ГДР.

В СССР полукоксованию подвергают каменные угли, динамика объема переработки которых приводится ниже.

	1960 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.
Расход углей, млн. т	1,0	2,5	2,5	1,8
То же, % от добычи	0,2	0,4	0,3	0,1

Существующие на заводах схемы переработки углей методом полукоксования требуют относительно больших капитальных вложений и расходов по переработке. Поэтому в настоящее время во многих странах мира ведутся научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы по созданию более прогрессивных и высокоэффективных технологических схем, приспособленных главным образом к переработке низкосортных каменных и бурых углей и горючих сланцев. В частности, в СССР для бурых углей предложена и проходит проверку технологическая схема, в основу которой положен принцип нагрева мелкозернистого сырья твердым теплоносителем — полукоксом. Применение твердого теплоносителя позволяет сохранить газообразные и жидкие продукты в неразбавленном виде, что повышает их технологическую и энергетическую ценность [12].

Переработка углей методом газификации в наземных генераторах и под землей позволяет превратить их в облагороженное газообразное топливо и углеводородное сырье, а в некоторых случаях и решить аспекты социального характера (снизить загрязнение окружающей среды, а при подземной газификации — облегчить труд шахтеров и т.д.). Вместе с тем это направление переработки углей не нашло широкого распространения и претерпело в своем развитии периоды подъема и упадка.

Промышленные предприятия по газификации углей имеются в ГДР, ЧССР, ФРГ, Великобритании и других странах, на них перерабатывается 12—15 млн. т углей, что соответствует 0,4% от мировой добычи.

В Советском Союзе газификации подвергается сейчас полукокс. Объем переработки в угольном эквиваленте составляет примерно 1 млн. т. Попутно заметим, что в 40-х годах на газовых заводах нашей страны перерабатывалось 8,7 млн. т твердых горючих ископаемых [13].

Эффективность использования газообразного топлива при относительной ограниченности его природных ресурсов вновь поставила проблему производства газов из угля в число важнейших направлений переработки.

Большие работы по газификации углей с целью получения высококалорийного газа технологического и энергетического назначения проводятся во многих странах мира. В частности, в США для получения высококалорийных газов — заменителей природного газа к настоящему времени отработано 5 конкурирующих процессов [14] и разработано 7 проектов на строительство заводов [15]. В ФРГ и других странах исследования направлены на создание методов газификации высокосернистых и высокосольных углей, используемых сейчас в энергетике.

В СССР разработан проект на строительство энергетического блока в сочетании с отделением газификации, как стадии подготовки топлива к сжиганию. Эти работы ведутся в связи с решениями XXVI съезда КПСС, которыми предусмотрено: "Создать опытно-промышленную парогазовую установку мощностью 250 тыс. кВт с внутрицикловой газификацией твердого топлива" [1]. Перспективным направлением использования углей является их гидрогенизация с целью получения жидкого топлива и химических продуктов.

Производство синтетического жидкого топлива из угля, как известно, получило относительно широкое развитие перед второй мировой войной. Так, в 40-х годах в Германии эксплуатировалось более десяти заводов, которые после окончания войны были закрыты и переориентированы на выработку другой продукции. В СССР в тот период было построено 3 завода полукоксования угля, которые вырабатывали жидкое топливо из полукоксовой смолы.

В настоящее время получение жидких продуктов из угля в промышленных масштабах осуществляется в ГДР (перерабатывается 0,6 млн. т смолы в моторное топливо, различные масла и парафин) и в ЮАР (вырабатывают 2,4 млн. т жидких продуктов). В СССР в относительно небольших масштабах перерабатываются сланцы и каменный уголь в жидкие и химические продукты. Исходя из фактических норм расхода сырья, можно считать, что для производства жидкого топлива в мире используется примерно 20 млн. т углей. Это соответствует 0,7% от их добычи.

В связи с ограниченностью запасов углеводородного сырья и особенно нефти в последние годы возродился интерес к переработке углей в жидкие и химические продукты. В ряде стран мира (США, Англия, Япония, ФРГ, Польша, Индия и др.) проводятся работы по усовершенствованию старых и созданию новых, более эффективных процессов производства синтетического топлива из угля.

Для проверки разрабатываемых процессов ожижения угля строятся установки различной производительности. Так, в США введена в эксплуатацию установка производительностью 600 т угля в сутки, в ФРГ построена установка производительностью 200 т/сутки, в ПНР работает установка по ожижению угля производительностью 1,2 т/сутки. В США ведется строительство демонстрационного завода производительностью 6000 т угля в сутки.

В СССР разработана и проверена на стендовых установках технология получения жидкого топлива, в основу которой положены новые принципы гидрогенизации угля, что позволило снизить давление водорода с 300–700 ат (по немецким схемам) до 100 ат, уменьшить его расход и увеличить производительность аппаратуры высокого давления [16]. Для отработки этой технологии в укрупненных масштабах строятся опытные установки производительностью 5 т и 75 т угля в сутки.

По имеющимся данным новые промышленные предприятия по производству синтетического жидкого топлива из углей будут построены в 80-х годах [16].

Другие направления нетопливного использования углей. В небольших количествах менее десятой доли процента ископаемые угли применяются для получения углеродистых наполнителей в электродном производстве, для получения катионитов, горного воска, адсорбентов, литейного порошка, углещелочных препаратов, карбида кальция, ферросплавов и др.

НАПРАВЛЕНИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СЛАНЦЕВ

Сланцы являются относительно распространенным видом горючих ископаемых. По данным II Мировой энергетической конференции мировые запасы сланцев составляют 224 трлн. т, в которых содержится 335 млрд. т смолы. Значительная часть запасов находится в четырех странах: США, Бразилии, Китае и СССР.

Общие геологические запасы горючих сланцев в СССР оцениваются в 193,3 млрд. т, в том числе кондиционные — 56 млрд. т, из них балансовые на 1.1.1982 г. по категориям $A + B + C_1$ — 6,358 млрд. т.

Крупнейшие залежи горючих сланцев (кукерситов) находятся на территории Эстонской ССР и Ленинградской области, которые объединяются в Прибалтийский сланцевый бассейн. В его пределах сосредоточено 76,0% всех разведанных в стране запасов категории $A + B + C$. Динамика добычи сланцев в СССР характеризуется следующими величинами.

	1970 г.	1975 г.	1980 г.	1981 г.
Добыча, млн. т	24,3	34,5	46,2	43,6

Основная часть добываемых сланцев (75%) сжигается на электростанциях, а остальное количество идет на термохимическую переработку с целью получения смолы и других продуктов широкого ассортимента.

К настоящему времени за рубежом разрабатывается большое количество процессов переработки сланцев, многие из которых достигли или прошли стадии пилотных и укрупненных опытных установок.

По литературным источникам в США к 1985 г. проектируется строительство 5 заводов по переработке грин-риверских горючих сланцев.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Уголь в течение длительного времени служит энергетическим топливом и технологическим сырьем для многих отраслей промышленности.

В настоящее время основными потребителями углей являются электростанции, черная металлургия, котельные и коммунально-бытовое хозяйство. В небольших масштабах уголь используется на газовых заводах и заводах полукоксования, в электродном производстве в качестве углеродистых наполнителей, сульфоугля, горного воска, углещелочных препаратов и некоторых специальных отраслях химической и металлургической промышленности.

В перспективе значение угля как энергетического топлива и технологического сырья будет неуклонно возрастать. Уголь был и останется одним из основных видов топлива для энергетических установок. Возрастают потребности в углях для производства металлургического кокса. Кроме производства доменного кокса в перспективе возрастает производство кокса для недоменных процессов (электротермические производства, производство карбида кальция, ферросплавов, цинка, желтого фосфора, меди и др.). Уголь все в больших масштабах будет использоваться для получения широкого ассортимента углеродистых материалов (углеграфита, сажи, адсорбентов и др.), жидкого и газообразного топлива, а также химических продуктов.

Для расширения сферы использования углей целесообразно осуществлять их переработку на основе новых технологических методов: гидрогенизации при давлении 10 МПа, газификации в кипящем слое, переработку сланцев в газогенераторах производительностью 1000 т/сут и переработку с использованием твердого теплоносителя (УТТ-500).

Оценку пригодности углей для того или другого направления использования целесообразно проводить с учетом их вещественного состава и свойств на основе промышленно-генетической классификации (ГОСТ 25543-82).

ЛИТЕРАТУРА

1. Основные направления экономического и социального развития СССР на 1981—1985 годы и на период до 1990 года. М.: Политиздат, 1981.
2. Лисичкин С.М. Энергетические ресурсы и нефтегазовая промышленность мира. М.: Недра, 1974.
3. Байнхауэр Х., Шмакке Э. Мир в 2000 году. М.: Прогресс, 1973.
4. Попатников Н.П. 2000 год. Прогнозы без фантастики. — Наука и жизнь, 1974, № 6.
5. Энергетика мира. М.: Энергия, 1979.
6. Энергетические ресурсы СССР: Топливо-энергетические ресурсы. М.: Наука, 1968.
7. Топливо-энергетические ресурсы капиталистических стран. М.: Наука, 1972.
8. Экономическая газета, 1981, № 48.
9. Белланов В. Глюкауф, 1971, № 1.
10. Прузнер С.Л., Златопольский А.Н., Некрасов А.М. Экономика энергетики СССР. М.: Высш. школа, 1978.
11. Энергетика СССР в 1981—1985 годах. М.: Энергоиздат, 1981.
12. Панов В.И. Повышение эффективности электроэнергетики за счет энерготехнологических схем топливоиспользования (обзор). М.: Информэнерго, 1975.
13. Альтшуллер В.С. Вопросы газификации углей Восточной Сибири. М.: Изд-во АН СССР, 1958.
14. Шафир Г.С., Дембовская Е.А. Получение газообразного и жидкого топлива из угля (обзор). М.: ВИНТИ, 1977.
15. Oil and Gas J., 1979, № 77, 40.
16. Кричко А.А. Состояние и перспективы производства жидкого топлива из угля. М.: ЦНИЭИуголь, 1980.
17. Ж. Геология СССР, 1982, № 5.

ПОДЗЕМНАЯ ГАЗИФИКАЦИЯ УГЛЕЙ И ЕЕ ПРИМЕНЕНИЕ В МИРОВОЙ ПРАКТИКЕ

Н.А. ФЕДОРОВ, Е.В. КРЕЙНИН, К.Н. ЗВЯГИНЦЕВ

*Научно-производственное объединение Союзпромгаз
Министерства газовой промышленности СССР, Москва, СССР*

Подземная газификация углей (ПГУ) — это комплексная технология превращения угля на месте его залегания в горючий газ. Это процесс, являющийся одновременно и способом получения горючего газа, и методом разработки угольного пласта. Советскому Союзу принадлежат приоритет и ведущая роль в разработке этой технологии. В 1983 г. исполняется 50 лет с момента начала первых практических работ в СССР по ПГУ. В отличие от традиционных методов разработки угольных месторождений все стадии ПГУ, ведутся с поверхности земли, подземный труд полностью исключен.

Основными стадиями процесса ПГУ являются следующие.

1. Бурение на угольный пласт вертикальных, наклонных и наклонно-горизонтальных скважин. Эти скважины служат для подвода дутья и отвода газа.

2. Создание в угольном пласте между скважинами реакционных каналов, в которых будет происходить взаимодействие угля с протекающими в них потоками дутья и газа, т.е. процесс газификации угольного пласта.

3. Газификация угольного пласта, которая производится путем нагнетания воздуха или парокислородного дутья в одни скважины и отвода газа из других. Расположенные в определенном порядке скважины для подвода дутья и отвода газа образуют подземный газогенератор.

На поверхности подземного газогенератора расположены трубопроводы для подачи в скважины дутья и транспортировки получающегося газа. На некотором расстоянии от подземного газогенератора располагаются установки для производства дутья, охлаждения и очистки газа (рис. 1).

Для сооружения подземных газогенераторов на угольных пластах пологого залегания малой мощности (до 4 м) применяют вертикальные скважины, при большей мощности — наклонные, наклонно-горизонтальные и вертикальные.

На крутых и наклонных пластах применяют наклонные (пробуренные по угольному пласту), наклонно-горизонтальные, вертикальные и полевые (пробуренные в почве угольного пласта) скважины.

Наибольшее развитие ПГУ в СССР получила на пяти станциях "Подземгаз": Подмосковной и Шатской на горизонтальных буроугольных пластах Мосбасса, Ангренской на пологом буроугольном пласте в Узбекистане, Лисичанской на наклонных каменноугольных пластах Донбасса и Южно-Абинской на крутых каменноугольных пластах Кузбасса.

Основные характеристики угольных пластов на этих предприятиях приведены в табл. 1.

Для угольных пластов Мосбасса характерно сравнительно спокойное залегание и наличие слабых пород в кровле и почве угольного пласта. Вмещающие породы представлены глинами, песками и известняками. Большая часть участков газификации находилась в благоприятных гидрогеологических условиях (угольный пласт был либо безводен, либо пески обводнены на небольшую мощность). Но были участки газификации и со сравнительно сложными гидрогеологическими условиями (гидростатический столб подземных вод над угольным пластом равнялся более 10 м, напор вод в подугольном горизонте — 20 м). В этих условиях проводили водопонижение в подугольном водоносном горизонте, откачивая воду из специальных водоотливных дренажных скважин.

Для участков газификации в Узбекистане (Ангренская станция "Подземгаз") характерна весьма низкая водообильность угольного пласта и вмещающих пород. Последние представлены глинами и их разновидностями. В кровле пласта водоупорные породы мощностью 60—100 м, поэтому водопонижения не требовалось.

Участки газификации в Донбассе характеризовались водоносными угольными пластами с напорами подземных вод до 300 м и плотными водоупорными вмещающими породами (глинистые сланцы и песчаники). Понижение уровня подземных вод под гори-

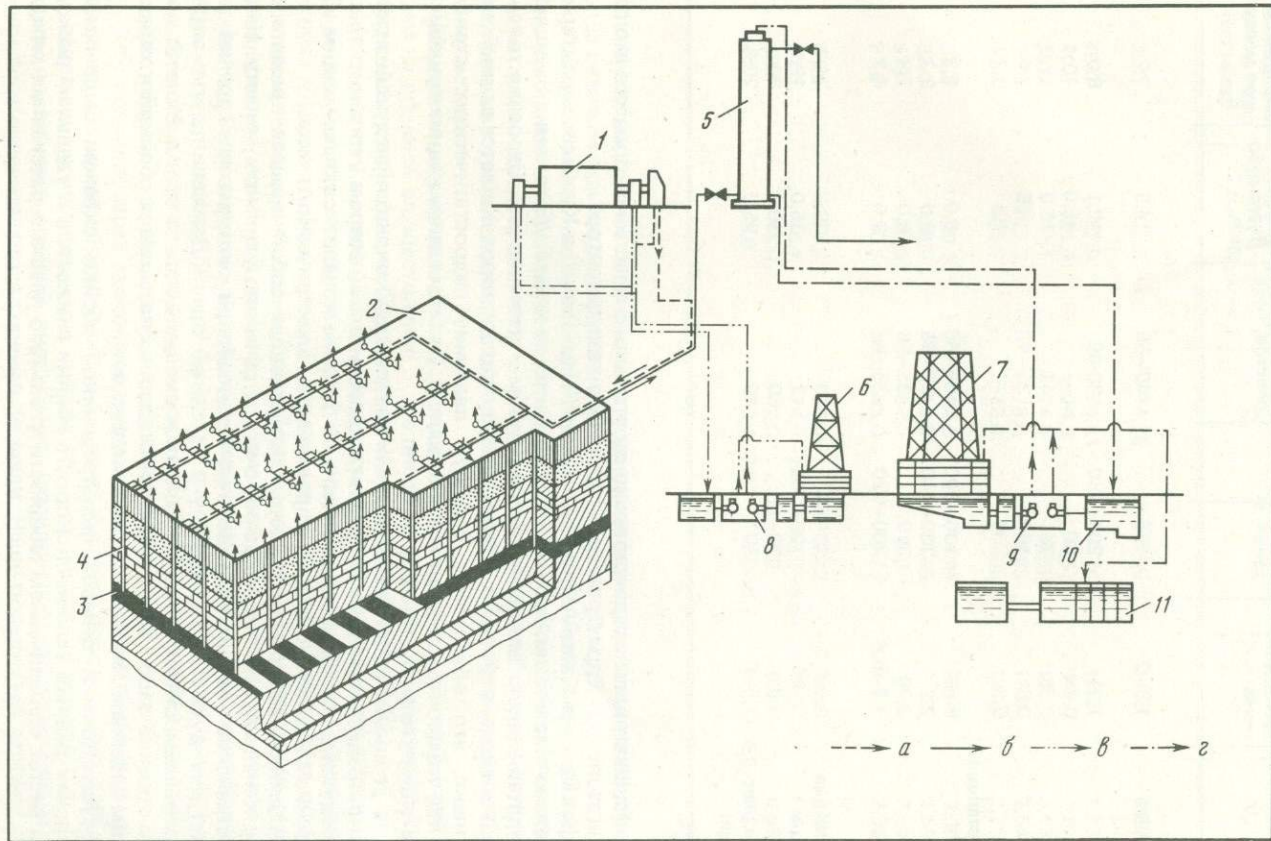


Рис. 1. Технологическая схема станции "Подземгаз" для производства энергетического газа

1 — воздуходувная машина; 2 — подземный газогенератор; 3 — угольный пласт; 4 — скважина вскрытия; 5 — предварительная очистка газа; 6 — вторичное охлаждение и очистка газа; 7 — охлаждение условно чистой воды; 8, 9 — насосы; 10, 11 — отстойники
 а — дутье; б — газ; в — условно чистая вода; з — газовая вода

Таблица 1

Общая характеристика угольных пластов, подвергающихся подземной газификации

Участок газификации и угольный пласт	Мощность угольного пласта, м	Глубина залегаания, м	Угол падения пластов, град	Технический состав угля,	
				Влага рабочая	Зола на сухую массу A_c
Каменные угли					
Лисичанская станция	1,8—2	150	40—60	14,5	7,9
K_8					
L_4	1,21	200—250	38—40	12,1	8,0
L_7	0,44	60	—	15,0	10,4
L_8	0,88	75	41	15,0	17,0
L_6	0,6	150	38—42	15,5	7,6
L_5	0,8	200	—	4,5	9,8
Южно-Абинская станция					
IV Внутренний	8—9	130—300	35—56	6,0	5,2
VIII Внутренний	2,2	130—140	35—56	8,0	2,3
VII Внутренний	2,06	210	35—56	6,0	2,8
Горелый	3,8—5,6	200—220	35—56	2,5	4,3
Бурые угли					
Подмосковная станция	2,5	30—80	0	30,0	34,3
Ангренская станция	3—20	120—200	7	35,0	12,2
Шатская станция	2,6	20—60	0	30,0	26,0
Синельниковский участок (Днепропетровский)	3,5—6	80	0	55,0	23,8

зонтом розжига осуществляли предварительно из угольного пласта и в процессе его газификации из выгазованного пространства подземного газогенератора.

Участки газификации на Южно-Абинской станции "Подземгаз" в Кузбассе характеризуются сравнительно сложными горными гидрогеологическими условиями. Вмещающие породы представлены аргиллитами, алевролитами и песчаниками. Строение толщи пород сложное со смятием в складках. Типичным для толщи пород является единый водоносный комплекс, что обусловило большую величину гидростатического столба подземных вод над горизонтом розжига. Как правило, участки газификации осушались до начала газификации угольных пластов.

Для создания в угольном пласте реакционных каналов применяются следующие способы: огневая фильтрационная сбойка скважин, гидравлический разрыв угольного пласта водой или воздухом, наклонно-горизонтальное бурение каналов с последующим их огневым расширением и сбойка скважин с применением электрического тока.

Огневая фильтрационная сбойка скважин представляет собой процесс прожига в угольном пласте канала путем перемещения очага горения по угольному пласту. Наибольшее распространение получил противоточный способ, при котором очаг горения перемещается навстречу дутью, нагнетаемому в угольный пласт. Движения дутья определяются газопроницаемостями угольного пласта и вмещающих его пород. Момент достижения очагом горения забоя нагнетательной скважины называется сбоеккой и характеризуется резким падением давления нагнетания дутья.

Практикой осуществления огневой фильтрационной сбоекки скважин было показано, что при прочих равных условиях скорость сбоекки снижается, а удельный расход сбоекчного дутья растет с увеличением мощности угольного пласта и расстояния между скважинами.

Преимуществами противоточной фильтрационной сбоекки являются надежность и сравнительная простота осуществления. Этим методом в СССР подготовлено около 80 км реакционных каналов. Это привело к созданию оптимальной технологии огневой фильтрационной сбоекки скважин. Выявлены наиболее благоприятные расходы сбоекчного дутья в процессе сбоекки скважин в различных горно-геологических условиях зале-

%	Низшая теплота сгорания угля на рабочую массу Q р.н., МДж/кг	Элементный состав угля на горючую массу, %				
		C_T	H_T	O_T	N_T	S_T
Выход летучих на горючую массу						
39,0	22,6	74,05	4,65	14,4	1,87	5,03
40,0	22,8	74,41	4,74	15,3	1,73	3,82
40,0	21,4	74,3	4,57	15,7	2,6	2,36
39,5	20,1	74,5	4,65	12,2	2,13	4,4
39,0	22,3	76,0	4,85	15,0	2,54	1,9
40,0	23,0	72,0	4,05	19,3	2,26	2,48
32,3	29,1	84,5	4,91	8,0	2,39	0,35
32,0	28,9	83,5	4,85	8,75	2,58	0,33
32,0	30,6	82,5	5,3	7,15	2,84	0,44
27,0	30,7	85,0	4,75	7,7	2,39	0,30
44,5	11,8	66,0	5,42	21,8	1,44	5,14
33,0	15,1	74,0—79	3,5—4,5	16,6	0,8	1,6
38,1	11,0	42,0	4,2	12,5	0,98	1,8
64,5	8,0	63,4—76,2	5,0—6,7	20,9—36,6	0,2—1,14	0,5—1,2

гаия угольного пласта, определена последовательность осуществления процесса сбоекки ряда скважин при создании длинных сбоекчных каналов и др.

Гидравлический разрыв угольного пласта может быть осуществлен как воздухом, так и жидкостью. В отличие от огневой фильтрационной сбоекки скважин, при которой нагнетаемый воздух движется в угольном пласте по естественным порам и трещинам, при разрыве угольного пласта образуется "щель", по которой течет нагнетаемый в скважину воздух.

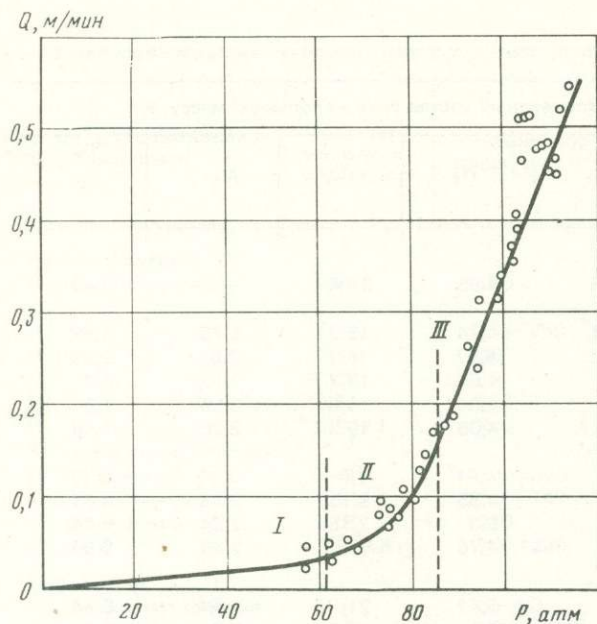
Механизм и развитие процесса гидравлического разрыва угольного пласта рассмотрим на примере осуществления этого процесса водой на двухметровом угольном пласте Южно-Абинской станции "Подземгаз" на глубине 240 м (рис. 2).

На участке I кривая расхода воды при увеличении давления поднимается медленно. Вода движется в угольном пласте по природным порам и трещинам без нарушения структуры пласта. На участке II эта кривая поднимается все круче по мере увеличения давления нагнетания воды. Это обусловлено началом нарушения структуры пласта, расширением его пор и трещин, что вызывает более быстрый, чем на первом участке, прием воды скважиной. В пределах участка III прием воды увеличивается по прямой. Однако угол наклона прямой во много раз больше, чем угол наклона на первом участке. Это объясняется движением воды по новым трещинам и щелям, гидравлическое сопротивление которых стало значительно меньше.

Как правило, через несколько часов после начала нагнетания воды в скважину щель разрыва достигнет нарушенной зоны (выгазованное пространство, соседняя скважина), и давление нагнетания воды снижается, а ее расход увеличивается. Затем созданную щель подвергают огневой проработке (расширению) противоточным либо прямоточным перемещением очага горения по щели. Чаще пользуются вторым способом: путем розжига угольного пласта в забое нагнетательной скважины.

Огневая проработка буровых каналов в угольном пласте направлена на их расширение до таких размеров, при которых обеспечивается интенсивное ведение процесса газификации. Проработка буровых каналов осуществляется путем перемещения очага горения либо навстречу, либо по направлению движения нагнетаемого дутья.

Рис. 2. Зависимость расхода воды, нагнетаемой в угольный пласт (Q) от давления (P)



При перемещении очага горения навстречу дутью расширение буровых каналов наиболее эффективно и равномерно по длине. Поэтому этот способ проработки угольных каналов наиболее перспективен, однако повсеместное его применение требует достоверных количественных закономерностей движения очага горения. При определенном критическом расходе дутья очаг горения начинает перемещаться по направлению движения дутья.

Особенно важно прорабатывать противоточным перемещением очага горения угольные каналы наклонных и наклонно-горизонтальных скважин, имеющих первоначальный диаметр всего 0,15–0,2 м. При проработке таким

методом узкие буровые каналы расширяются до диаметра 1–1,5 м.

Другой способ проработки буровых каналов заключается в их термической обработке горячими газами, движущимися вдоль стенок канала. Главная задача при проработке этим способом состоит в том, чтобы предотвратить образование пробок из-за выпадения из угля жидких смоляных продуктов. Смоляные пробки засоряют скважину и выводят ее из строя. Для предотвращения этого необходимо поддерживать по всей длине угольного канала температуру выше 500–600° С, что исключает конденсацию паров смолы. Особенно это важно для угольных пластов с высоким выходом летучих продуктов.

Эксплуатация угольного канала, стенки которого прококсованы, значительно облегчается. Чем больше глубина прогрева угольных стенок, тем надежнее работа газоотводящих каналов.

В СССР накоплен большой позитивный опыт огневой проработки буровых каналов и контроля за перемещением по ним очага горения.

Электрическая сбойка скважин основана на электротермическом воздействии на угольный пласт.

Если к электродам, опущенным в две соседние скважины, подвести электрический ток напряжением несколько тысяч вольт, то начнется постепенный прогрев угля. При этом, чем меньше потери тепла в окружающие породы и на испарение приточной воды и влаги угля, тем интенсивнее прогревается угольный пласт. Образующийся коксовый "канал" имеет газопроницаемость существенно большую, чем газопроницаемость угольного пласта в естественных условиях. Проработка такого коксового "канала", как правило, осуществлялась воздушным дутьем.

Электрическая сбойка скважин требует достаточно сложного оборудования и малообводненных условий залегания угольного пласта. Все это обусловило ограниченное применение электрической сбойки скважин для создания первоначальных каналов газификации.

Предпочтение отдают в последнее время бурению наклонных и наклонно-горизонтальных скважин с последующей огневой проработкой буровых каналов. Огневую фильтрационную сбойку и гидравлический разрыв угольного пласта используют для соединения с буровыми каналами вертикальных скважин.

В основе процесса превращения угля на месте его залегания в газообразные продукты лежат те же химические реакции, что и в обычном наземном газогенераторе. Это реакции горения углерода, восстановление двуокиси углерода, разложение водяных паров и реакция конверсии окиси углерода. Состав и теплота сгорания полученного газа

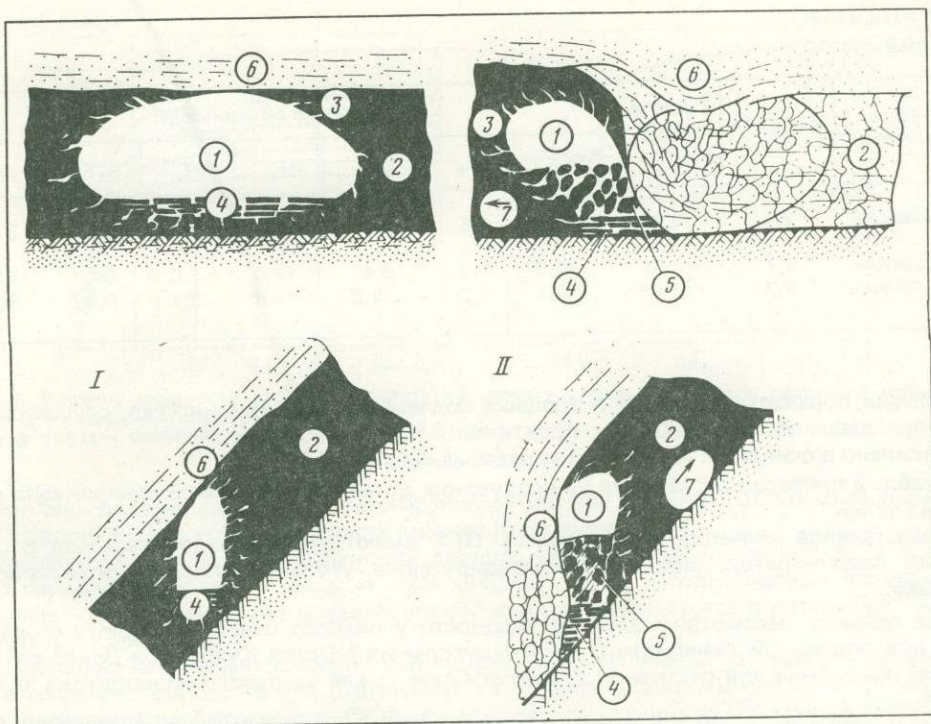


Рис. 3. Схема подземной газификации в канале методом потока
 I — начальная стадия газификации; II — канал в стадии газификации
 1 — канал; 2 — угольный пласт; 3 — термически подготовленный уголь; 4 — шлак и зола; 5 — куски угля и кокса; 6 — порода кровли; 7 — направление выгазовывания угольного пласта

зависят как от состава подаваемого на газификацию дутья и качества угля, так и от геологических условий залегания угольного пласта.

Теоретически теплота сгорания газа (на воздушном дутье) при газификации углерода не может быть больше $4,4 \text{ МДж/м}^3$. Однако из-за того, что в процессе газификации участвуют водяные пары, разлагается органическая масса угля, теплота сгорания газа подземной газификации на воздушном дутье может достигать $4,6\text{--}5,0 \text{ МДж/м}^3$. При применении дутья, обогащенного кислородом (до 65%), теплота сгорания газа достигает $6,3\text{--}6,7 \text{ МДж/м}^3$.

Результаты вскрытия участков газификации (в СССР осуществлено несколько вскрытий опытных подземных газогенераторов) позволили установить следующий механизм протекания процесса газификации угля в канале.

При температуре реакционной поверхности канала $1400\text{--}1600^\circ\text{C}$ угольный пласт прогревается за счет теплопроводности до $600\text{--}700^\circ\text{C}$ на небольшую глубину до 1 м, что сопровождается образованием сети трещин в угольном пласте. После выгазовывания угольного пласта на определенную ширину под влиянием горного давления начинается прогиб пород и раздавливание верхней части термически подготовленного и механически непрочного угольного пласта.

На рис. 3 показаны стадии образования газификационного канала для горизонтально-го и наклонного угольных пластов.

В начальной стадии I угольный пласт устойчив, породы кровли и почвы еще не вскрыты. Вся поверхность канала представляет собой термически подготовленный уголь, нижняя часть канала заполнена сплавившимися золой и шлаками. В стадии II процесс газообразования осуществляется не только на внешней реакционной поверхности, но происходит и внутри, в трещинах, а также частично в слое отвалившихся кусков угля и кокса. Поэтому реакции газообразования в газификационном канале заканчиваются на расстоянии $25\text{--}35 \text{ м}$ от точки подвода воздушного дутья.

Таблица 2
Состав газа ПГУ

Станция "Подземгаз"	Выход газа, м ³ /кг	Теплота сгорания, МДж/м ³	Состав (в объемных %)						
			CO ₂	O ₂	CO	H ₂	CH ₄	H ₂ S	N ₂
Подмосковная	2,3	3,34	17,6	0,5	6,0	15,2	1,5	1,2	57,8
Ангренская	2,7	3,51	19,5	0,6	5,4	17,0	2,0	0,4	54,8
Южно-Абинская	4,2	4,17	13,7	0,2	11,8	14,9	2,7	0,02	56,4

Реакции образования метана в процессе подземной газификации угля, осуществляемом при давлении 100–300 МПа, практически не протекают, и наличие метана в газе обусловлено в основном термическим разложением угля.

В табл. 2 приведен состав газа на воздушном дутье при подземной газификации различных углей.

Существенное значение для процесса ПГУ имеют приток подземных вод в подземный газогенератор, мощность газифицируемого угольного пласта, интенсивность процесса.

Для примера рассмотрим влияние мощности угольного пласта на теплоту сгорания газа, при подземной газификации каменноугольных пластов Кузбасса и Донбасса. Эти данные приведены для различной влажности газа (ω) и удельного водопритока (q) на рис. 4.

Видно, что с увеличением мощности угольного пласта от 0 до 2 м теплота сгорания газа резко увеличивается. Дальнейшее увеличение мощности пласта приводит к незначительному увеличению теплоты сгорания газа ПГУ.

Для получения газа с теплотой сгорания 4,0–4,2 МДж/м³ на угольных пластах мощностью 1,2 и 9 м влажность газа и удельный водоприток должны составлять соответственно 120, 200, 250 г/м³ и 0,6, 1,2, 1,6 м³/т. Однако в естественных условиях на угольных пластах мощностью 1 и 2 м притоки подземных вод в газогенераторы, как правило, значительно выше допустимых и характеризуются влажностью газа 250–400 г/м³ и удельным водопритоком 1,5–2,5 м³/т. Поэтому теплота сгорания газа при газификации на воздушном дутье каменноугольных пластов мощностью 1 и 2 м в среднем ниже 4 МДж/м³.

С уменьшением мощности угольного пласта увеличиваются потери тепла в окружающий массив, что приводит к снижению теплоты сгорания газа. Увеличение доли участия подземных вод еще более снижает энергетический уровень процесса подземной газификации углей.

КПД процесса газификации угольных пластов мощностью 9,2 и 1 м составляет соответственно 65–70, 55–60 и 45–50%. Следовательно, с уменьшением мощности газифицируемого угольного пласта необходимо, с одной стороны, эффективно осушать газифицируемый участок, с другой – процесс газификации проводить с высокой интенсивностью, обеспечивающей снижение удельного водопритока в зоны газификации до 0,6–1,0 м³/т.

Длительная работа станций подземной газификации показала, что процесс получения газа в Московском бассейне на Подмосковной и Шатской станциях протекал устойчиво в течение 15 лет с получением газа со среднегодовой теплотой сгорания около 750 ккал/м³, который использовался как энергетическое топливо на предприятиях г. Тулы. Всего на этих станциях было получено около 7,6 млрд. м³ газа (817 тыс. т у.т.). Потери угля на Подмосковной станции составили 47, а на Шатской – 26%.

На Лисичанской станции – одной из первых, на которой осваивался процесс подземной газификации, было получено 672 млн. м³ газа (75 тыс. т у.т.) с теплотой сгорания около 780 ккал/м³.

В Днепровском буроугольном бассейне, на Южно-Синельниковской опытной установке, где газифицировались землистые бурые угли с влажностью около 60%, кратковре-

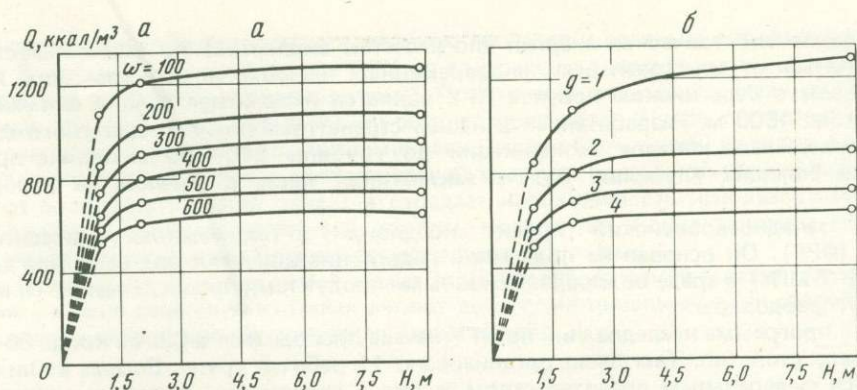


Рис. 4. Влияние мощности угольного пласта на теплоту сгорания газа при различной влажности (ω , г/м³) и удельном водопритоке (g , м³/т)

менно был получен газ с теплотой сгорания около 700 ккал/м³. Затем из-за значительной обводненности угольного пласта процесс расстроился.

Выработка газа на Южно-Абинской станции (Кузбасс) осуществляется 26 лет и за этот период выработано 7 млрд. м³ газа (940 тыс. т у.т.). Среднегодовая теплота сгорания газа — 900 ккал/м³. Газ Южно-Абинской станции используется в котельных 14 предприятий г. Киселевска.

Выработка газа на Ангренской станции производится уже 19 лет. Среднегодовая теплота сгорания газа составляет 770 ккал/м³. Газ, вырабатываемый на Ангренской станции, передается на Ангренскую ГРЭС. На Ангренской станции за указанный период произведено 13,6 млрд. м³ газа (1,5 млн. т у.т.). Проектная производительность Ангренской станции — 2,3 млрд. м³/год, достигнутая максимальная производительность — 1,41 млрд. м³/год (1965 г.).

Зарубежный опыт. Первые опыты по ПГУ за рубежом были начаты в 1947—1949 гг. Опыты в США касались в основном изучения гидравлического разрыва угольного пласта и воздействия электрического тока на угольный пласт. Широкие эксперименты были проведены в Великобритании на различных опытных участках. Отдельные опытные работы были проведены в Бельгии, Польше, Италии.

Почти во всех этих экспериментах получали газ низкой теплоты сгорания (до 2—2,5 МДж/м³); как правило, после непродолжительной работы подземные газогенераторы теряли свою герметичность и опыты прекращались.

Главная причина негативных результатов заключалась в малой глубине залегания угольных пластов (до 30—40 м), большом удельном притоке подземных вод в каналы газификации и близости шахтных выработок. Нельзя не отметить, что эти первые зарубежные эксперименты не учитывали опыта, накопленного к этому времени в нашей стране. Это определило их отрицательные результаты, что, в свою очередь, привело к прекращению основных работ по ПГУ за границей.

В 1959—1964 гг. в Чехословакии на двух опытных газогенераторах была воспроизведена советская технология ПГУ. Был устойчиво получен газ ПГУ с теплотой сгорания 3,4—3,7 МДж/м³.

Однако достаточно большие разведанные запасы природного газа и нефти в мире привели к утрате интереса к проблеме ПГУ. Только в начале 70-х годов нынешнего столетия, когда появились первые признаки энергетического кризиса, возобновились опытные работы по ПГУ.

В странах Западной Европы поставлена задача осуществления ПГУ на глубине ниже 800 м. Организовано сообщество ряда стран (Бельгии, ФРГ, Франции, Великобритании) в решении этой проблемы.

Большой интерес вызывает хорошо обоснованный проект ПГУ, разработанный в Национальном институте горнодобывающей промышленности Бельгии. Предполагается осуществить процесс ПГУ на глубине около 1000 м под давлением воздушного дутья до 6 МПа. Газогенератор в наземном комплексе соединен с газовой и паровой турбина-

ми. Получаемая электрическая энергия (по расчетам экспертов) по себестоимости не будет отличаться от электроэнергии на современных тепловых электростанциях. Узловым вопросом в бельгийском проекте ПГУ является бесшахтная сбойка скважин на глубине около 1000 м. Разработанная в нашей стране технология бесшахтного создания первоначальных каналов газификации до глубины 300—400 м вполне применима и на больших глубинах. Задача заключается лишь в умелом ее использовании.

Другой западноевропейский проект предложен в Техническом университете в г. Аахане (ФРГ). Он основан на подземной гидрогенизации угля под высоким давлением (до 6—7 МПа) в среде водорода. Основными продуктами процесса являются метан и жидкие углеводороды.

Широкая программа исследований по ПГУ начала проводиться в США с конца 60-х годов текущего столетия. Там было организовано 11 рабочих групп. Восемь из них финансируются федеральным правительством, а три — отдельными штатами и частными компаниями. Программы деятельности рабочих групп различны. Они включают лабораторные исследования, разработку моделей процесса, систем измерений, а также исследования в природных условиях. Цели рабочих групп также различны. Так, Парамский центр по исследованию энергии АЭРЛ (г. Ханна шт. Вайоминг) ставит целью получение низкокалорийного газа для выработки электроэнергии по способу ЛВВ (сбойка вертикальных скважин). В этих исследованиях повторяются опыты, проводимые в СССР. Опытные проводятся с 1973 г. в соответствии с планом; результаты оцениваются положительно.

Способ ТПБ (уплотненный слой кусков угля) разрабатывается лабораторией Лоренс Ливермор, шт. Калифорния. Цель: получение заменителей природного газа для химического производства. Проект предусматривает газификацию угольного пласта мощностью 30 м на глубине 1000 м с применением парокислородного дутья под высоким давлением. Предполагается получить газ на 30% дешевле, чем при газификации угля на поверхности (отпускная цена газа ПГУ 18—25 долл. за 1000 м³).

Способ ЛВД (газогенератор на основе длинных скважин) разрабатывается Моргантаунским центром по исследованию энергии (Моргентаун, шт. Зап. Виргиния). Цель: получение низкокалорийного газа для выработки электроэнергии и предварительное извлечение метана. Газификации подвергаются маломощные пласты на глубине около 300 м с помощью вертикально-горизонтальных скважин, пробуренных с поверхности земли. Исследования проводятся в природных условиях в соответствии с планом.

Компания США Тексас Ютилитиз, купившая в СССР технологию подземной газификации, воспроизвела ее в небольшом масштабе на бурых углях и дала технологии положительную оценку.

Обобщая опыты по подземной газификации, проведенные в США, по состоянию на 1982 г., специальная комиссия Американского института инженеров-химиков, положительно оценивая подземную газификацию углей, пришла к следующим выводам: технология подземной газификации углей направлена на существенное увеличение доступных для использования запасов углей. Технология подземной газификации углей, несмотря на достигнутые успехи, пока не готова для широкого промышленного внедрения. Опытные работы по подземной газификации следует продолжать, доведя ее до реализации в установках крупных масштабов.

Заключение. Практические работы в промышленном масштабе позволили выявить преимущества и недостатки подземной газификации углей. К числу недостатков следует отнести невысокие химический и энергетический коэффициенты полезного действия газификации из-за низкой теплоты сгорания газа и сравнительно высоких потерь угля в недрах (до 20%). Количество энергии, передаваемой в виде газа потребителям, составляет 40—45%. Экономические расчеты показывают, что газ подземной газификации является местным видом топлива, удаленность потребителей не должна превышать 25—30 км.

Оценивая преимущества подземной газификации, прежде всего следует отметить, что при подземной газификации ликвидируется тяжелый и нередко вредный для здоровья людей труд под землей и труд при перевозках топлива.

При сжигании газа ПГУ не требуется никакая дополнительная подготовка его у потребителей. При этом значительно улучшаются условия труда и состояние воздушно-

го бассейна по сравнению с использованием жидкого и главным образом твердого топлива. В продуктах сгорания газа ПГУ не содержится твердых частиц, окиси углерода, содержание окислов азота незначительно. Практически отсутствует сернистый ангидрид, так как при подземной газификации сера, содержащаяся в угле, переходит в газ в виде сероводорода, который сравнительно легко может быть удален из газа.

При разработке угольных месторождений методом подземной газификации не нарушается плодородный слой почвы и отпадает необходимость использования больших площадей для размещения пустой породы, которая не только занимает площадь, но и отравляет атмосферу продуктами самовозгорания и пылью.

Подземная газификация углей может стать способом использования углей, геологические условия залегания которых делают добычу их традиционными способами технически невозможной или экономически невыгодной.

УДК 556.3.04 (794)

ГЕОТЕРМАЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ КАЛИФОРНИИ

П.К. ГРЮ

“Калифорния паблик утилитис комишн”, Сан-Франциско, США

Введение. Много уже было написано о различии между так называемыми прикладными науками, такими, как горное дело, добыча нефти и геотермальной энергии, и чистыми, или фундаментальными, науками, не имеющими, как считают некоторые, практической отдачи. Однако уже в геологии часто трудно провести линию раздела между фундаментальной, теоретической ее частью и прикладной, практической. В конце концов, задача у них одна — сделать окружающий мир более понятным. Наука удовлетворяет духовные запросы человека: наше любопытство в отношении мира, где мы живем, и наше желание понять природу и самих себя. Много раз прикладные науки помогли постигнуть фундаментальные законы науки. Хорошим примером служит открытие Карно основных законов термодинамики. Рассматривая вопросы высокой производительности британской индустрии, Карно посчастливилось вывести основные законы, определяющие эффективность действия паровой машины. В настоящее время в процессе каждодневной работы петрологи ведут расчеты, основанные на термодинамических законах Карно, которые помогают им понять эволюцию метаморфических поясов, являющихся частью наиболее древних образований Земли.

Развитие геознергетики служит особенно ярким примером научно-практической работы, которая вносит ясность в проблему чистой науки.

До сих пор мы видим процессы, происходящие внутри Земли, как бы через “затемненное стекло”. Однако геотермальные исследования дают нам некоторые ключи для разгадки тайн фундаментальных процессов, идущих в ее недрах. Изучение геотермальных систем способствует пониманию тектоники плит, взаимодействия континентальной и океанической литосферы, механизма землетрясений, генезиса гидротермальных месторождений и вулканических феноменов. Информация о подобных системах имеет практическое применение в области использования энергетических и минеральных ресурсов, а также предупреждения опасности вулканических извержений и землетрясений. Далее, нам нужно исследовать взаимодействие геотермальных флюидов с вмещающими породами с точки зрения механических и химических их свойств для дальнейшего использования этих данных при разработке технологии захоронения высокоактивных отходов и методики открытия минеральных и горючих ископаемых *in situ* в недрах.

И, может быть, наиболее важным достоинством детального изучения геотермальных систем является возможность выверить наши, иногда упрощенные модели тектоники плит и геодинамики. Например, некоторые геотермальные системы в Калифорнии нель-

зя объяснить имеющимися сейчас геодинамическими моделями, и нам нужно выяснить, как же на самом деле данные системы возникли в земной коре.

Освоение геотермальных ресурсов является особенно важной составляющей в сегодняшней энергетической политике Калифорнии. В настоящее время Калифорния удовлетворяет свои нужды на 90% за счет нефти и природного газа и ищет возможность сократить эту цифру до 79% к 2002 г. с помощью таких источников энергии, как ветер, биомасса, солнце и геотермия (на долю Калифорнии приходится около 60% геотермальных ресурсов всей страны, пригодных для получения электроэнергии [1], она является лидером в мировом масштабе по производству электричества за счет геотермальных ресурсов при значительном потенциале для будущего развития [2]).

Однако те же геологические условия, обеспечившие Калифорнию исключительным богатством геотермальной энергии, сделали этот штат наиболее подверженным землетрясениям. Особенности геологической обстановки Калифорнии, а именно зоны нарушений, с которыми связаны землетрясения, геотермальные ресурсы, вулканизм, гидрогеотермальные месторождения полезных ископаемых, — все это обусловлено взаимодействием литосферных плит, Тихоокеанской и Североатлантической. Площадное распределение геотермальных ресурсов в штате тесно коррелируется с тектоническим его обрамлением.

На рис. показано распространение главных геотермальных полей Калифорнии. Они как бы отражают главные географические провинции территории, такие, как вулканическая провинция Каскадных гор, включающая Лассен-Пик, провинцию Бассейнов и Хребтов, в которую входят геотермальные месторождения к востоку от Сьерра-Невады, образуя регион с высоким тепловым потоком и напряженной тектонической активностью.

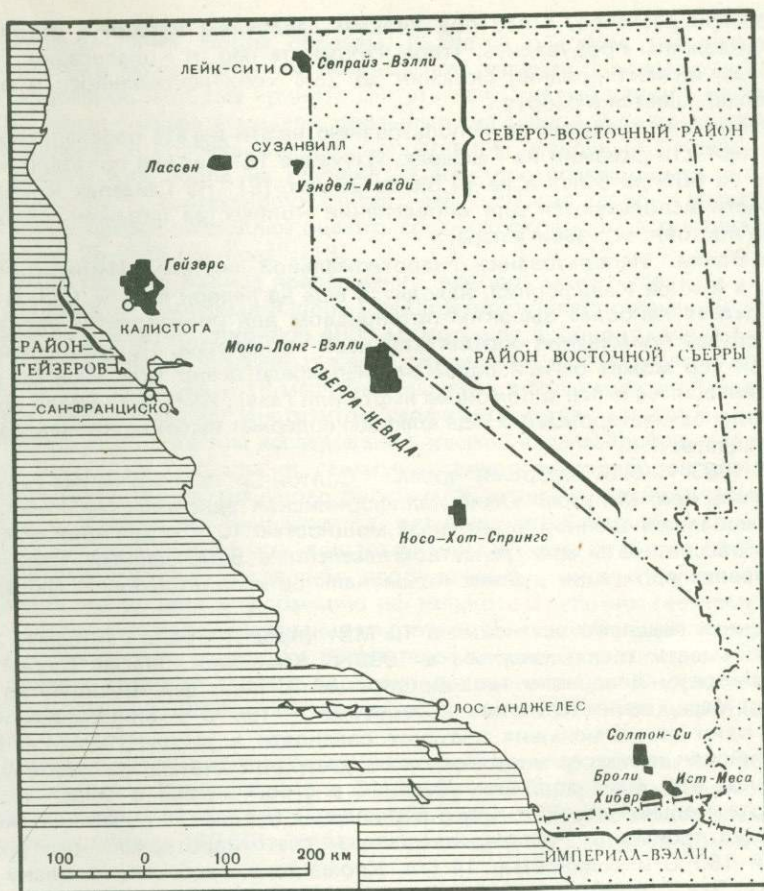
Восточно-Тихоокеанское поднятие и ассоциирующие с ним трансформные разломы протягиваются вдоль залива Калифорния и далее на сушу, в пределы Империял-Вэлли в Южной Калифорнии. К северу от Империял-Вэлли прослеживается разлом Сан-Андреас, один из наиболее крупных трансформных разломов глобального масштаба. Он проходит вдоль западной Калифорнии и севернее Сан-Франциско уходит в море, где приключается к тройному разлому Мендосино в Тихом океане.

К главным геотермальным площадям штата относятся: Гейзеры — месторождение сухого пара, расположенное в 60 км к востоку от разлома Сан-Андреас; район Империял-Вэлли, представляющий собой наземный участок срединно-трансформной системы залива Калифорния; район Восточной Сьерры, где вытянулась зона геотермальных полей вдоль западной границы провинции Бассейнов и Хребтов: Сэпрайз-Вэлли, Уэндел-Амади, Моно-Лонг-Вэлли и Косо-Хот-Спрингс.

Гейзеры. Это наиболее крупное геотермальное поле Калифорнии, имеющее практическое значение. Здесь сейчас действуют 18 электростанций, использующих сухой пар месторождения. Последнее расположено к северу от Сан-Франциско, его суммарная действующая мощность 1237 МВт. Эта мощность достаточна для удовлетворения потребности Сан-Франциско и Окленда. 17 электростанций принадлежат компании Пасифик Гэс энд Электрик, крупнейшей в США. Калифорнийская коммунальная комиссия, состоящая из пяти членов, устанавливает цены на газ и электроэнергию. Семнадцать из геотермальных установок в районе Гейзеров с суммарной мощностью 1131 МВт представляют около 9% всех действующих мощностей в Калифорнии, принадлежащих названной выше Компании, включая гидроэлектростанции и тепловые электростанции (на нефти и газе). Восемнадцатая установка, мощностью до 106 МВт, управляется общественной компанией — Северо-Калифорнийским энергетическим агентством, которую мы здесь не рассматриваем. Еще семь геотермальных установок находятся сейчас в процессе строительства, их будущая мощность составит 581 МВт.

Геотермальный резервуар района Гейзеров представляет собой месторождения сухого пара, связанные с тектонически раздробленными граувакками мезозойской формации Францискан [3]. Названные поля расположены в вулканической провинции Клер Лейк, возраст изверженных пород в ее пределах колеблется от 2 млн. до 12 тыс. лет [4].

Считается, что источником тепла в районе Гейзеров служит кислое магматическое тело, верхняя граница которого расположена на глубине около 7 км [5]. В этом районе фокусы землетрясений не располагаются глубже 6 км. Кроме того, для района характерно наличие отрицательных аномалий силы тяжести и ртутная минерализация.



Геотермальные ресурсы Калифорнии

До сих пор полностью не ясно положение района Гейзеров по отношению к разлому Сан-Андреас. Мак Лафлин [3] предположил, что магма, интродуцированная в поле Клер Лейк, была связана с юго-восточным растяжением, сопровождающим продолжение к северу трансформной системы Сан-Андреас [5], причем возраст вулканитов в Береговых хребтах омолаживается с юга на север. Лахенбрух и Сасс [6] промоделировали увеличение теплового потока в пределах Береговых хребтов в связи с наличием тройного сочленения разломов Мендосино.

Другие авторы предполагали, что вулканизм, проявившийся в северной части Береговых хребтов Калифорнии, со временем переместился к северу в связи со смещением Североамериканской плиты через мантийный поток или горячую точку [7].

Эти различные модели, предложенные для объяснения расположения геотермального поля района Гейзеров, иллюстрируют взаимную важность практического аспекта геотермального поля и его коммерческого значения совместно с фундаментальной научной проблемой, касающейся движения литосферных плит во времени. Определение относительного термального и тектонического режима разлома Сан-Андреас является проблемой геофизики.

В пределах района Гейзеров типичная продуктивная скважина имеет глубину 1500 м и вскрывает резервуар с сухим паром при температуре 240°C. На каждом участке для работы установки пробурено от 6 до 15 скважин [8]. Бурение скважин осуществлялось с помощью роторных станков, способных достичь глубины 3700 м. При бурении верхней части разреза применялся глинистый стандартный раствор, на нижних уровнях раствор сменялся воздушной циркуляцией, в результате чего переставала существовать

проблема потери раствора, а пар под низким давлением входил в ствол скважины [8]. Затем скважины продувались, чтобы сохранить пар от конденсации. На Гейзерах при повторном инжектировании скважин до 25% конденсированного в охладителях пара вновь возвращается в работу.

Калифорнийское отделение по использованию нефти и газа проанализировало кривые продуктивности скважин на Гейзерах. Изучение 18 скважин показало падение продуктивности на 50% за 8 лет и на 71,5% за 20 лет [8]. На Гейзерах кривые падения продуктивности используются для определения количества скважин, необходимых для поддержания постоянного дебита пара.

Империял-Вэлли. Использование гидротермальной системы Империял-Вэлли, расположенной в Южной Калифорнии, находится еще на первой стадии. Считается, что эта площадь обладает наиболее высоким потенциалом для производства электроэнергии, особенно в случае применения соответствующей технологии. По сравнению с Гейзерами, где сухой пар может быть использован непосредственно (как если бы вода нагревалась и превращалась в пар с помощью нефти или газа), Империял-Вэлли представляет собой пароводяное месторождение, где флюиды содержат высокие концентрации коррозирующих веществ.

В январе 1983 г. был завершен проект "Солтон-Си" по получению геотермальной электроэнергии, при котором Южно-Калифорнийская эдисоновская компания будет управлять специализированной установкой мощностью 10 МВт для производства электроэнергии и обеспечивать электричеством население в 9200 человек. Владельцы энергии — Управление ирригации района, коммунальное использование — Империял-Вэлли [9].

Расположенная недалеко установка в 10 МВт (проект Броли Геотермал Электрик) начала вырабатывать электроэнергию в 1980 г. Компания "Магма Пауэр" опробует еще одну установку бинарного типа мощностью 10 МВт, действующую на изобутане в районе Ист-Меса; характеристика резервуара — 190°C и минерализация флюида 700 мг/л — одно из наименьших значений солености в районе Империял-Вэлли [9].

Калифорнийская коммунальная комиссия утвердила статью расходов фонда налогоплательщиков в 89 млн. дол. для введения в строй первой в мире коммерческой бинарной геотермальной станции Хибер в Империял-Вэлли, где 65-мегаваттная турбина на нефти будет производить электроэнергию за счет гидротермального резервуара с температурой 180°C и соленостью 14 г/л. Кроме того, здесь же, по плану компании "Ультра Свит, Лтд.", возможна постройка геотермальной установки для переработки и получения кукурузного сиропа.

Геотермальный район Империял-Вэлли расположен в пределах грабеновой структуры Солтон, представляющей собой депрессию и зону активного спрединга с высоким значением теплового потока. Здесь было пробурено свыше 100 геотермальных скважин, с температурами на забое 120–360°C. Наиболее высокотемпературная скважина в мире была пробурена в районе Солтон-Си, причем температура на глубине 2 км достигла 365°C [10]. Хотя такие температуры весьма обнадеживающи при геотермальных исследованиях, высокая соленость (до 300 г/л) создает ряд проблем при планировании строительства установок и захоронения стоков.

Геофизические исследования структуры коры в Империял-Вэлли [11] позволяют предположить залегание основных геотермальных полей над термометаморфизованными осадочными породами и интрузиями. Центральная долина частично выполнена 10–16-километровой толщей осадочных пород, частично метаморфизованных, перекрывающих мафические интрузивные породы с большими скоростями распространения волн [12].

Геотермальное поле Сьерра-Приета в Мексике, в 30 км к югу от границы с США, возможно, представляет собой центр спрединга. Оно расположено между окончаниями двух главных нарушений с правосторонним смещением, а именно нарушениями Империял и Сьерра-Приета [12]. Поле Сьерра-Приета отличается проявлениями вулканизма и высокой сейсмичностью. Если названные разломы рассматривать как трансформные, то геотермальные поля Сьерра-Приета и Броли подходят под модель спрединговых центров. Г. Фюис и другие исследователи Геологической службы США предположили, что "если фундамент в Империял-Вэлли представляет собой метаморфизованные осадочные породы при субфундаменте из интрузивных базальтовых пород, то в этом случае здесь мы можем наблюдать рождение новой континентальной коры" [12, с. 47].

Район Империял-Вэлли, таким образом, является районом, где развитие геотермальной энергетики может дать нам помощь при решении фундаментальных проблем геологии и геофизики, которые принято считать как "чистую науку". Например, А. Лахенбрух [13] начал создавать модели, связывающие тепловой поток, растяжение коры и осадконакопление в грабене Солтон. Сопоставляя осадочный бассейн с субфундаментом из мафических пород на глубине 12 км, протягивающимся на глубине до 23,5 км в астеносферу, А. Лахенбрух считает, что "условия тепло- и массобаланса между корой и астеносферой позволяют оценить среднюю скорость растяжения в Империял-Вэлли в пределах 25–50% /млн.лет" [13].

Недавно было сделано важное предложение, которое может углубить научные представления о геологии Империял-Вэлли. Предложено провести научный эксперимент на геотермальной скважине глубиной 4000 м, которую пробурит Республиканская Геотермальная Корпорация. Для научных целей скважина будет углублена до фундамента и будет отдана для проведения 18-месячных научных экспериментов. Предварительный перечень работ был составлен Институтом геофизики и планетарной физики Калифорнийского университета с учетом исследований, касающихся вопросов геофизики, тектоники, горной механики, петрологии, геохимии, технологии приборов и анализа геотермальных резервуаров. Проект научного бурения "Солтон-Си" первоначально был задуман Элдесом и Козном из Университета Калифорния, Риверсайд. Они предложили углубить скважину с 3,7 до 5,5 км, для того чтобы изучить наиболее глубокие и горячие геотермальные участки, когда-либо пробуренные в мире. Исследования на этом участке бурения могут дать информацию не только о глубоких геотермальных системах, но и помогут понять формирование гидротермальных металлических руд, сходных с теми, что наблюдаются в центрах срединно-океанического спрединга. Информация по этой скважине позволит решать проблему захоронения высокоактивных отходов в эвапоритовых отложениях и изучать вопросы миграции радиоактивных элементов в горячих рассолах.

Сьерра-Приета. Рифтовая структура Империял-Вэлли протягивается к югу в штат Нижняя Калифорния в Мексике, где в Сьерра-Приета была построена первая коммерческая геотермальная установка в Латинской Америке. В настоящее время действующая мощность составляет 180 МВт. Управляет станцией Федеральная комиссия по электроэнергии.

Месторождение Сьерра-Приета расположено в 30 км к югу от города Мехикали, столицы штата Байо Калифорния в заброшенной дельте р. Колорадо. Сьерра-Приета — базальтовый холм четвертичного возраста [14], вокруг которого имеются гидротермальные фумарольные источники, выходы серы и водоемы кипящей грязи. Геотермальное месторождение Сьерра-Приета расположено в долине Мехикали, которая является продолжением Империял-Вэлли. Долина выполнена мощными дельтовыми отложениями, залегающими на раздробленном гранитном фундаменте.

В пределах месторождения Сьерра-Приета гранитный фундамент залегает на глубине 2500 м. Породы фундамента перекрыты мощными толщами дельтовых песчаников и глин, насыщенных перегретой водой и паром. Непроницаемые глины в дельтовых отложениях мощностью 70 м образуют кепрок, удерживающий рассеивание геотермальных флюидов [14].

Поисково-разведочное бурение началось в 1960 г. Продуктивные горизонты с температурами 250–340°С залегают на глубинах 650–900 м. Скважины обычно бурят на бентонитовом растворе до глубины 1400 м [14]. Из скважины получают смесь горячей воды и пара. Воду отделяют с помощью центробежного сепаратора, при вращении которого она прилегает к его стенкам, а пар свободно выходит через трубу. Расположенный в пустыне завод использует воду, образованную в результате конденсации пара.

Следующий этап разработки месторождения Сьерра-Приета обеспечит дополнительное получение 220 МВт при использовании геотермальных растворов с глубины 2500 м и температурой 325°С с растворенной твердой фазой 3,5%. Общая мощность 890 МВт, которую планируется достичь к 1992 г.

5 октября 1983 г. Калифорнийская коммунальная компания приняла решение о предоставлении сертификата компании "Сан-Диего Гэс энд Электрик" на право строительства линии электропередач на 230 кВт до государственной границы, где эта линия соединится с мексиканской линией для передачи энергии от месторождения Сьерра-

Приета. Вычислено, что месторождение Сьерра-Приета поставит мощности в 132 МВт к маю 1984 г. и 220 МВт после 1985 г., которые будут потребляться в США.

Другие месторождения. Дополнительно к крупным месторождениям в районах Гейзеров и Империял-Вэлли Калифорния располагает другими значительными источниками геотермальных вод. В провинции Каскадных гор расположено месторождение Маунт-Лассен, представленное дацитовым куполом, предположительно подстилаемым резервуаром сухого пара с температурой 240°C. Самое последнее извержение в Калифорнии произошло в Маунт-Лассен в период с 1914 до 1917 г. Так как Лассен является национальным парком, то в нем запрещена разработка геотермальных вод, как и в случае с национальным парком Йеллоустон в штате Вайоминг.

На западной стороне Грейт-Бейсин имеется несколько районов с геотермальными водами. В Сепраиз-Вэлли геотермальные воды, поднимающиеся по разломам, используются для отопления помещений и для сельскохозяйственных целей. На восточной стороне Варнер Рейндж около города Лейк-Сити извержение вулканов имело место в 1951—1953 гг. Прилегающая к фронту Сьерры-Невады долина Моно-Лонг является в настоящее время основным объектом геологоразведочных работ на геотермальные воды, поскольку здесь наблюдаются современные проявления сейсмической активности. В этом районе за последние 2000 лет зарегистрировано 30 извержений. Образование риолитовых куполов Айнио связывается с 720 г. до нашей эры [15]. В районе Лонг-Вэлли Кальдера образование 600 км³ риолитов связывают с извержением, происходившим 700 тыс. лет тому назад. С этим же извержением связано формирование бишофитовых туфов.

Резервуар геотермальных вод приурочен к бишофитовым туфам; температуры здесь составляют 210—280°C [15]. Низкие сейсмические скорости в этом районе на глубине 6—8 км связываются с наличием крупного магматического тела. Одной из неожиданных проблем этой геотермальной провинции, отмеченной Герменсом [15], является то, что мощность коры в этом регионе 40—50 км, т.е. гораздо больше, чем типичная кора района Бейсин-Рейндж, где мощность ее составляет 25—30 км.

Подтверждения геофизическими материалами утолщения коры пока нет, и это не дает объяснения существования здесь мощных вулканических комплексов. Каким образом магма проникает через кору? Не участвует ли сама кора в образовании магмы? 25 мая 1982 г. Геологическая служба США опубликовала работы, где говорится о возможности проявления вулканической деятельности в Лонг-Вэлли Кальдера. Основанием для такого вывода явилось: серия землетрясений, образование купола в центральной части кальдеры со средней скоростью 10 см/год; возобновление фумарольной активности в Каса Диабло. 15 мая 1982 г. было зарегистрировано четыре землетрясения силой 6 баллов по шкале Рихтера. Хотя никто не отметил связи между этими явлениями, но в то же время произошло извержение вулкана Св. Елены в районе Каскадных гор в шт. Вашингтон.

Герменс [15, с. 1549] отметил, что "представления о гидротермальной системе Лонг-Вэлли Кальдера страдают от отсутствия достаточной информации из скважин". Дальнейшие исследования по изучению геотермального резервуара в этом районе крайне необходимы, и не только для разведки источников энергии, но и для понимания особенностей сейсмической и вулканической деятельности вдоль фронта Сьерры-Невады и для анализа границы между провинциями Сьерра-Невада и Бассейнов и Хребтов. К югу геотермальное месторождение Косо-Хот-Спрингс также расположено в восточном секторе провинции Бассейнов и Хребтов. Месторождение Косо приурочено к овальной структуре диаметром 40 км, окруженной присводовыми разломами. Возможно, что это кальдера. В окрестностях насчитывают 35 риолитовых куполов. Простирающиеся перлитовых куполов параллельно восточному склону Сьерры-Невады. Мур и Остин [16] считают, что под месторождением Косо имеется геотермальный резервуар горячей воды с температурой 205—240°C.

В 1981 г. была пробурена поисковая скважина на глубину 430 м в раздробленных трещиноватых гранитных и метаморфических породах указанного резервуара. Был обнаружен пар с температурой 213°C и давлением 1,86 МПа [16]. Несмотря на то, что природа данного резервуара еще не понята, предполагают, что этот пар выделяется из горячей воды с глубин, не превышающих продуктивный горизонт [16]. Однако необходимо проведение дополнительных поисковых работ для установления параметров системы месторождения Косо.

Будущие разработки. В Калифорнии много внимания уделяется разработке геотермальных источников с целью получения электроэнергии. Администрация штата содействует в разработке новой технологии освоения геотермальных источников в целях применения их энергии для работы приустьевых генераторов мощностью от 100 кВт до 3,5 МВт [17, 18].

Калифорния располагает обилием геотермальных источников с низкими и средними температурами, расположенных в 46 из 58 графств. Их энергии вполне достаточно для различных нужд. Например, в городе Сузанвилл на Северо-Востоке Калифорнии установлена система отопления, которая обеспечивает теплом 14 общественных зданий и дает в год экономию около 950 м³ нефти. Повсеместно в штате непосредственное использование геотермальных источников с температурой от 50 до 150°С заменяет природный газ для отопления жилищ, в сельском хозяйстве для теплиц, оттаивания снега, в пищевой промышленности и дегидратации сельскохозяйственных продуктов.

Завод на энергии геотермальных вод несколько напоминает обычный завод, где бойлер заменяется естественным источником энергии, поступающим из недр. Геотермальные источники дают большой выход чистой энергии. Одним из недостатков использования геотермальной энергии является то, что завод, работающий на этом источнике, должен находиться в пределах не более мили от геотермальных скважин. В противном случае теряется много энергии из пара, передаваемого по трубопроводу. В случае геотермальной энергии мы не обладаем достаточной маневренностью для транспортировки горячего на длинные расстояния. Это налагает определенные ограничения на разработку источников. Многие из наших источников находятся в районах культурного отдыха, заповедных местах рыболовства и охоты и пр. Ответственность за ведение геотермальных разработок ложится на плечи преимущественно сельскохозяйственных графств и имеет свои трудности.

Геотермальная энергия дает некоторые преимущества Калифорнии.

1. Обеспечивается независимость в поставках топлива, так как источник располагается в штате.

2. Допускается возможность строительства небольших заводов мощностью 50—110 МВт и тем самым более удобных для местных целей. Разработка источников стимулирует экономику Калифорнии.

3. Заводы на геотермальной энергии проектируются и строятся в более короткие сроки, чем заводы на других видах энергии.

Ни один из видов энергии не является панацеей и геотермальная — не исключение.

Мы только начали разработку геотермальных источников с его самой простой системы — гейзеров, где природный сухой пар используется непосредственно для вращения турбин. В этом смысле разработка геотермальных вод не отличается от разработки других источников энергии. Возникает потребность в создании новой технологии для производства электроэнергии из горячей воды, которая в настоящее время является наиболее распространенным видом геотермальных источников в других западных штатах и в мире.

При разработке геотермальных источников в Калифорнии встает вопрос об обеспечении надежной защиты окружающей среды.

Качество воздуха. Выделение газа — критический момент при работе гейзеров. Указанный газ, растворенный в геотермальном паре, дает специфический запах в районах горячих источников. В период разработки гейзеров технология по уменьшению выделения газа заметно улучшилась. В новых установках используется процесс Стретфорда, который при катализе окисляет газ до элементарной серы.

Флора и фауна. Так как многие геотермальные источники находятся в местах, богатых флорой и фауной, то защита окружающей среды становится важной проблемой. Например, воды в рыбных водоемах должны быть чистыми, защищены от потенциального загрязнения токсичными веществами и промывочной жидкостью.

Горячие источники. Некоторые горячие источники имеют важную культурную, археологическую или историческую ценность. Например, в США в национальных парках Лассен и Йеллоустонском разработка горячих источников не производится. Это должно касаться и других национальных парков.

Разработка геотермальных источников в Калифорнии в прошлом замедлялась по причине наличия в штате чрезвычайно дешевого традиционного топлива. В результате

большинство источников с низкой или умеренной температурой не разрабатывались и даже не изучались. Поэтому нам следует изучать опыт других стран, где используется геотермальная энергия.

В штате Калифорния составлена новая карта и опись геотермальных источников. Такая опись могла бы помочь как государственному, так и частному секторам в использовании геотермальных источников для целей обогрева помещений, сельского хозяйства и промышленного производства. Таким образом, частичная самообеспеченность энергией могла бы быть достигнута на местной сырьевой базе.

Признается тот факт, что следует рассматривать меры по консервации топлива и по замене одного вида другим там, где это возможно, чтобы понизить зависимость от традиционных источников энергии.

Калифорния обладает многочисленными скважинами с горячей водой, что говорит о повсеместном распространении источников энергии, которые могли частично удовлетворить запросы в промышленности. Геотермальные источники с низкой и умеренной температурой, залегающие около поверхности, не обеспечат полностью потребности в энергии, однако, когда источники будут в разработке, они смогут поставлять энергию на долгий период времени. Если смотреть на перспективу, то каждый разведанный геотермальный источник может внести свой вклад в дело уменьшения потребления природного газа и нефти.

Альтернативные виды энергии, такие, как геотермальная, энергия ветра, солнца, могли бы также внести свой вклад в общий фонд стабилизации энергоснабжения, так как они в основном находятся под контролем местных властей. Интенсивная программа по консервации энергии представляет нам альтернативу на фоне традиционных источников энергии при использовании соответствующей технологии.

При переходе от традиционной технологии использования энергии мы не окончательно отказываемся от угля, нефти и газа. В стратегии использования энергии они обуславливают разработку альтернативных источников для гарантии непрерывного энергетического снабжения.

Указанная стратегия предусматривает завершение строительства нескольких энергокомплексов при одновременном развертывании разработок геотермальной энергии, энергии ветра и биомассы. В перспективе упор Калифорнии на консервацию источников энергии обеспечит экономическую стабильность в переходный период, уменьшение зависимости от традиционных источников.

В период разработок геотермальных источников мы постоянно узнаем много нового о свойствах фундамента и процессах, идущих в земной коре в Калифорнии. Мы надеемся, что новая научная информация, почерпнутая при разработке геотермальных месторождений Калифорнии, поможет в познании не только геологии Калифорнии, но и генезиса геотермальных источников в целом.

ЛИТЕРАТУРА

1. California Energy Commission, 1983. Securing California's energy future: 1983 Biennial Report to the Governor and the Legislature. Sacramento (Cal.), 1983.
2. Assessment of Geothermal resources of the United States—1978/Ed. Muffler L.J.P. — In: Geological survey circular 790. Wash. (D.C.): US Gov. Print; Off., 1979.
3. Research in the Geysers—Clear Lake geothermal area, Northern California/Ed. McLaughlin R.J., Donnelly-Nolan J.M. Wash. (D.C.): US Gov. Print. Off., 1981. (Geol. Surv. Profess. Pap.; N 1141).
4. Donnelly—Nolan J.M., Hearn B.C., Jun., Curtis G.H., Drake R.E. Geochronology and evolution of the Clear Lake volcanics. — In: Research in the Geysers—Clear Lake geothermal area, Northern California. Wash. (D.C.), 1981. (Geol. Surv. Profess. Pap.; N 1141).
5. McLaughlin R.J. Tectonic setting of Pre-Tertiary rocks and its relation to geothermal resources in the Geysers—Clear Lake area. — In: Research in the Geysers—Clear Lake geothermal area, Northern California. Wash. (D.C.), 1981. (Geol. Surv. Profess. Pap.; N 1141).
6. Lachenbruch A.H., Sass J.H. Heat flow and energetics of the San Andreas Fault zone. — J. Geophys. Res., 1980, vol. 85, p. 6185—6222.
7. Hearn B.C., Jun., Donnelly-Nolan J.M., Goff F.E. The Clear Lake volcanics: tectonic setting and magma sources. — In: Research in the Geysers—Clear Lake geothermal area, Northern California. Wash. (D.C.), 1981. (Geol. Surv. Profess. Pap.; N 1141).
8. Stockton A.D., Thomas R.P., Rodger H.Ch., Dykstra H. A reservoir assessment of the Geysers geothermal field. Sacramento (Cal.), 1981. (Cal. Dep. Conserv. Div. Oil and Gas; Publ. N TR 27).
9. Rintoul B. Geothermal energy's growing role. — Pacif. Oil World, 1983, Apr. 6, p. 33—39.
10. Geothermal resources of California: California Map N 4. Sacramento (Cal.): Cal. Dep. Conserv.

- Div. Mines and Geology, 1980. (Cal. Geol. Data Map Ser.).
11. *Johnson C.E., Rojahn Ch., Sharp R.* The Imperial Valley, California, Earthquake of October 15, 1979. Wash. (D.C.), 1982. (Geol. Surv. Profess. Pap., N 1254).
 12. *Fuis G.S., Mooney W.D., Healey J.H.* et al. Crustal structure of the Imperial Valley region. — In: The Imperial Valley, California, Earthquake of October 15, 1979. Wash. (D.C.), 1981. (Geol. Surv. Profess. Pap., N 1254).
 13. *Lachenbruch A.H.* Heat flow, crustal extension, and sedimentation in the Salton trough. — EOS, 1983, vol. 64, p. 836 (abstr.).
 14. *Gupta H.K.* Geothermal resources: An energy alternative. — In: Developments in economic geology. Amsterdam: Elsevier, 1980, vol. 12, p. 139–156.
 15. *Hermance J.F.* The Long Valley/Mono Basin volcanic complex in Eastern California: Status of present knowledge and future research needs. — Rev. Geophys. and Space Phys., 1983, vol. 21, p. 1545–1565.
 16. *Moore J.L., Austin C.* Initial exploration results, Coso geothermal field, Inyo County, California. — In: Proc. Seventh annu. geothermal conf. and Workshop, Electric Power Res. Inst. Palo Alto (Cal.), 1983, p. 3–50–3–54.
 17. California Energy Commission, 1982. Geothermal energy: Opportunities for California commerce: Consultant final report. Sacramento (Cal.), 1982.
 18. California Energy Commission, 1983. Small scale electric systems using geothermal energy: A guide to development, Staff Report P500–83–011. Sacramento (Cal.), 1983.

СОДЕРЖАНИЕ

<i>П.Ф. Бюролле</i> (Франция). Мировые ресурсы нефти	3
<i>А.К. Матвеев, В.С. Борисов, Н.Г. Железнова, В.Р. Клер, Ю.Р. Мазор, К.В. Миранов, В.Ф. Череповский</i> (СССР). Ресурсы углей мира	10
<i>М.В. Голицын, Л.М. Прокофьева, В.Я. Колесник, Г.И. Тюренкова</i> (СССР). Ресурсы горючих сланцев мира, их добыча и использование	21
<i>П.Д. Тоенс, Ф.А.Г.М. Камисани-Калзолари, Р.Д. Ван дер Мерве</i> (ЮАР). Энергетические ресурсы мира и их распределение во времени и пространстве	40
<i>Р.А. Сумбатов</i> (СССР). Поиски горючих ископаемых в СССР	41
<i>Н.С. Нейдл</i> (США). Прогнозирование геологических разрезов нефтяных и газовых месторождений сейсмическим методом	50
<i>И.И. Нестеров, А.В. Рыльков, В.И. Шпильман, А.Н. Дмитриевский, М.С. Сайдалиева, Д.С. Султанов</i> (СССР). Системный анализ при обосновании поисков месторождений нефти и газа	60
<i>Г.А. Габризянц, Е.В. Карус, О.Л. Кузнецов</i> (СССР). Геофизика и геохимия при поисках и разведке месторождений нефти и газа	73
<i>И.В. Еремин, О.П. Кирсанова, И.П. Крапчин</i> (СССР). Основные направления использования твердых горючих ископаемых	92
<i>Н.А. Федоров, Е.В. Крейнин, К.Н. Звягинцев</i> (СССР). Подземная газификация углей и ее применение в мировой практике	100
<i>П.К. Грю</i> (США). Геотермальные ресурсы Калифорнии	109

**ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ
РЕСУРСЫ МИРА**

27-й МГК. К. 02

*Утверждено к печати
Организационным комитетом
27-го Международного
геологического конгресса*

Редактор

Н.Л. Казюкова

Художник

А.Г. Кобрин

Художественный редактор

Н.А. Фильчагина

Технический редактор

Г.П. Каренина

Корректор

Н.И. Харламова

Набор осуществлен в издательстве
на наборно-печатающих автоматах

Подписано к печати 23.04.84. Т – 09128
Формат 70 × 100 1/16
Бумага для глубокой печати
Гарнитура Универс. Печать офсетная
Усл. печ. л. 9,8 + 0,7 вкл. Усл. кр.-отт. 10,7
Уч.-изд. л. 12,5. Тираж 3000 экз. Тип. зак. 1325
Бесплатно.Заказное

Издательство "Наука", 117864 ГСП-7
Москва В-485, Профсоюзная ул., д. 90
Ордена Трудового Красного Знамени
1-я типография издательства "Наука"
199034, Ленинград В-34, 9-я линия, 12

БЕСПЛАТНО

18658

