

# Нефтегазоносность и угленосность Тихоокеанского подвижного пояса и Тихого океана

*ОБЪЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КАРТЕ  
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И УГЛЕНОСНОСТИ  
ТИХООКЕАНСКОГО ПОДВИЖНОГО ПОЯСА  
И ТИХОГО ОКЕАНА*

*МАСШТАБ 1:10000000, 1978 г.*



МОСКВА 1978

АКАДЕМИЯ НАУК СССР  
МИНИСТЕРСТВО ГЕОЛОГИИ СССР  
МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ  
МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ СССР

НИЛЗАРУБЕЖГЕОЛОГИЯ  
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И РАЗРАБОТКИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ  
ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО- ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ОРДЕНА В.И. ЛЕНИНА ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ  
СКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМ. М.В. ДОМОНОСОВА

# Нефтегазоносность и угленосность Тихоокеанского подвижного пояса и Тихого океана

*ОБЪЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К КАРТЕ  
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И УГЛЕНОСНОСТИ  
ТИХООКЕАНСКОГО ПОДВИЖНОГО ПОЯСА  
И ТИХОГО ОКЕАНА  
МАСШТАБА  
1:10000000, 1978 г.*

МОСКВА 1978

В объяснительной записке к карте нефтегазоносности и угленосности Тихоокеанского подвижного пояса и Тихого океана изложена методика ее составления, рассмотрены геологические особенности размещения зон нефтегазо- и угленакопления в различных генетических типах осадочных бассейнов, установлены единые критерии оценки нефтегазоносности территорий и акваторий.

Объяснительная записка предназначена для широкого круга специалистов геологического профиля, работающих в нефтяной и угольной промышленности.

Составители:

Н.А. Еременко, Л.И. Красный, Л.Э. Левин,  
А.К. Матвеев, А.Н. Вирта, М.Е. Величко,  
Ю.Г. Зорина, Н.А. Кицис, Л.И. Лебедев,  
Ю.Р. Мазор, Д.С. Сафронов, Е.И. Стефанова

Научные редакторы:

Н.А. Еременко, Л.И. Красный

© НилЗарубежгеология, 1978

## В В Е Д Е Н И Е

Горючие ископаемые в мировой экономике играют ведущую роль, поэтому карта, посвященная нефтегазо- и угленосности, занимает особое положение в серии карт, обобщающих обширные материалы по геологии, глубинному строению и полезным ископаемым Тихоокеанского суперрегиона. Во многих районах Тихоокеанского подвижного пояса издавна разрабатываются месторождения угля, нефти и газа. Запасы топливно-энергетического сырья здесь весьма велики. Новые сведения, полученные региональными морскими геологическими и геофизическими исследованиями и морским бурением, предоставили возможность выявить общегеологическую обстановку нефтегазоаккумуляции в глубоководных котловинах окраинных и внутренних морей Тихоокеанского суперрегиона в целом.

Составление "Карты нефтегазоносности и угленосности Тихоокеанского подвижного пояса и Тихого океана" принято по инициативе чл.-корр. АН СССР Л.И. Красного. Исходным материалом для отображения особенностей размещения и строения осадочных бассейнов послужила "Геологическая карта Тихоокеанского подвижного пояса и Тихого океана", опубликованная в 1972 г. (главный редактор Л.И. Красный, редактор П.Л. Безруков). Кроме того, были использованы карта сейсмичности (М 1:10000000), изданная в 1975 г., а также другие карты.

Тихоокеанский подвижный пояс и тесно сопряженные с ним краевые моря Атлантического океана (Мексиканский залив и Карибское море) - уникальная планетарная кольцевая структура. С севера к ней примыкает обширная шельфовая область Северного Ледовитого океана,

а с запада - моря Индийского океана (Андаманское, Тиморское и Арафурское). В карту включены сопредельные платформенные области Восточной Азии, Австралии, Северной и Южной Америки.

При подготовке карты и объяснительной записки к ней использованы обобщающие материалы по глубинному строению, геологии и тектонике, опубликованные АН СССР и Мингео СССР, Геологическими службами Австралии, Канады, США и Японии, геологическим отделом ЭСКАТО и некоторых государств Южной и Центральной Америки, Юго-Восточной Азии. Обобщение производилось с учетом результатов, опубликованных в сводках и статьях В.В. Белоусова, П.Л. Безрукова, Н.А. Беляевского, Г.Э. Грикурова, Р.М. Деменицкой, Л.И. Красного, А.П. Лисицина, М.В. Муратова, А.В. Пейве, Ю.М. Пушаровского, М.Г. Равича, Г.Б. Удинцева, В.В. Федынского, В.Е. Хаина, А.Л. Яншина, а также Г. Менарда, Ч.Б. Хейзена, Л.Г. Уикса, К.О. Эмери, Р.У. Фейрбриджа, Ф. Кинга, Х. Мартин (Белиция), Ф.М. Альмейдо, В. Ван-Беммелена, Д. Брауна, М. Минато, Т. Мацумото и других. Большое значение составители карты и объяснительной записки придают обширным материалам морской геологии и геофизики, полученным за последние годы в результате исследований ИФЗ и ИО АН СССР, СахКнии АН СССР, Тихоокеанского геологического института и СВКнии АН СССР, Скрипсовского института и Ламонтской обсерватории в США. Особенно хочется подчеркнуть важность данных глубоководного бурения с судна "Гломар Челленджер".

При описании собственно нефтегазоносности и угленосности Тихоокеанского подвижного пояса и его обрамления использован материал двух категорий.

Обобщающие работы и сводки фактических данных по региону в целом, в том числе монографии: А.А. Бакирова, М.И. Варенцова, Э.А. Бакирова (1971); И.О. Брода и др. (1965); А.К. Матвеева, т. 1 (1966), т. Ш (1968), т. 1У (1973); Н.Ю. Успенской, Н.Н. Таусон (1972); Ресурсы нефти и газа... (1974) коллектива авторов под редакцией В.В. Семеновича; справочник "Геология нефти и газа" Н.А. Еременко (1968); справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран, т. 1 (1976), К.О. Emery (1975), International Petroleum Encyclopedia (1976, 1977).

Опубликованные в нашей стране и за рубежом работы по детальному описанию нефтяных и газовых месторождений и особенностям нефтегазо- и угленосности отдельных континентов, островов, шельфов, а также некоторых крупных государств, в том числе:

по Южной Америке: Ренц, Ольбердинг, Долмес (1961); G. Cecioni, G.E. Westermann (1968); *Synthese paleogeographique...* (1971); M.H. Dorfman (1975); B. Faucher, E. Savoyat (1970); A. Martinez (1972); G. Geo-Codecido (1972); M. Julivert (1961); L. Loczy (1970); S.N. Simakov, V.V. Fedynski (1965); I.I. Zambrano, C.M. Urien (1970);

по Северной и Центральной Америке (включая Кубу): Б.Ф. Братченко, В.Н. Хорин, 1971; Ф.Б. Кинг (1972, 1969); Л.И. Лебедев, О.Д. Корсаков (1976); Особенности ... (С.П. Максимов, К.А. Клещев, В.С. Шенн, М. Марреро, Х. Иларрагирре, Р. Сокорро, 1976); R. Douglas (1970); K. Calderwood, W. Fackler (1972); *Future Petroleum Provinces of the United States...* (1971); T.P. Harding (1973, 1974); *Fut. Petr. prov. U.S.* (1971); H.A. Johnson, D.H. Bredeson (1971); C. Kirschner, C. Lyon (1973), *The Future Petroleum provinces of Canada* (1973); H.O. Woodbury et al (1973);

по Восточной Азии, СССР и Китаю: Геология и минеральные ресурсы Японии (1961); Горючие полезные ископаемые (1977); Я. Исивада (1970); Основные закономерности... (1975); Нефтегазоносные провинции СССР (1977); Нефтегазоносные бассейны... (1973), а также Н. Chibber (1952); E. Borax, R.D. Stewart (1969); N.S. Haile (1973); R.P. Koesoemadinata (1969); A.A. Meyerhoff (1976); K. Samamura, D.J. Lawing (1973); R.A. Soeparjadi, R.C. Slocum (1973 a, b); D.F. Todd, A. Pulunggolo (1971);

по Австралии, Новой Гвинее, Новой Зеландии и Океании: Н.А. Калинин, Р.Д. Родникова, М.М. Афанасьева (1973), В.Б. Оленин (1969); E. David (1950); B.R. Griffith; E.E. Hodson (1971); I.B. Hocking (1972); H.R. Katz (1975, 1976).

В составлении карты участвовал значительный коллектив сотрудников АН СССР, Мингео СССР (ВСЕГЕИ, НИЛЗарубежгеология), Миннефтепрома (ИГиРГИ), Министерства высшего и среднего специального образования СССР (МГУ). Работа по сбору,

систематизации и анализу фактического материала проводилась: по вопросам геологического строения, литологии, формаций и тектоники во ВСЕГЕИ и НИЛЗарубежгеологии; нефтегазоносности – ИГиРГИ и НИЛЗарубежгеологии, угленосности – МГУ и НИЛЗарубежгеологии; все картографические работы выполнены Л.М. Плоткиной (ИГиРГИ). Авторство по отдельным разделам указано в титуле карты и в оглавлении к объяснительной записке. Общее редактирование текста осуществлялось Н.А. Еременко, Л.И. Красным, Л.Э. Левиным, А.К. Матвеевым.

Карта охватывает крупные регионы, различные по своему строению и геологической истории; это обстоятельство представляет возможность выявить особенности нефтегазо- и угленакопления в пограничных тектонических элементах – краевых, перикратонных и других прогибах, во многих случаях характеризующихся повышенными масштабами концентрации этих видов полезных ископаемых.

Угольная и нефтегазовая геология имеют большой, как правило, отдельный опыт прогнозирования новых бассейнов и месторождений. При составлении карты и объяснительной записки к ней авторы сочли целесообразным сохранить установившуюся терминологию в нефтяной и угольной геологии. Понятия, вкладываемые в такие термины, как "бассейн" и "провинция", имеют существенные различия в этих двух отраслях геологической науки. Вместе с тем, объединение на одной карте, охватывающей около 40% земной поверхности, данных по горючим полезным ископаемым позволит, как надеются ее авторы, выявить закономерности (по вертикали и латерали) размещения различных видов топливно-энергетического (и химического) сырья.

В настоящей работе термин "бассейн" используется в двух аспектах. При описании нефтегазоносности – как осадочный бассейн, впадина в земной коре, выполненная вулканическими и осадочными породами (линза осадочных пород). При описании угленосности – как часть осадочного бассейна в пределах сплошного или прерывистого развития угленосных отложений однотипного генезиса, приуроченного к единой крупной тектонической структуре. В описательной части сохранены традиции практики в нефтяной и угольной геологии: описание промышленных или перспективных нефтегазоносных бассейнов ведется по тектоническому, а угленосных провинций – по стратиграфическому и тектоническому признакам. В обоих случаях существенное внимание уделяется формационному анализу.

## 1. МЕТОДИКА СОСТАВЛЕНИЯ КАРТЫ

При разработке легенды карты учитывалась необходимость выявления таких особенностей геологического строения, которые оказывают основное влияние на закономерности размещения месторождений горючих ископаемых.

Поставленная задача может решаться только на базе достаточного освещения сложного гетерогенного строения Тихоокеанского сегмента Земли. Весьма неравномерная степень изученности Тихоокеанского суперрегиона не позволяет с одинаковой детальностью осветить различные входящие в него зоны. Вследствие этого, с одной стороны, авторы вынуждены были прибегать к значительной схематизации имеющихся материалов (например, в пределах континентов), а с другой – сочли необходимым дополнить карту врезными колонками и профильными разрезами, отражающими строение фаций и формаций наиболее интересных осадочных бассейнов.

Разработанная для карты легенда предусматривает:

1. Выделение главнейших тектонических элементов обрамления осадочных бассейнов как на континентах, так и в морях и океанах.

2. Показ особенностей размещения установленных промышленных залежей нефти, газа, угля и горючих сланцев.

3. Единый принцип изображения для континентальных и морских пространств главнейших черт тектонического строения осадочных бассейнов.

4. Выделение собственно угленосных бассейнов в пределах платформенных и орогенных областей с показом их возраста и стадии преобразования углей.

5. Отображение некоторых количественных параметров, влияющих на масштабы нефтегазо- и угленакопления, например, мощность угленосных толщ и др.



6. Выявление палеотектонических и палеогеографических особенностей седиментации, как факторов, контролирующих размещение зон нефтегазо- и угленакопления не только по площади осадочных бассейнов, но и в разрезе.

Для выяснения особенностей нефтегазоносности Тихоокеанского подвижного пояса и Тихого океана использовано распределение мощности уплотненных осадков в пределах осадочных бассейнов; размещение выявленных месторождений на континентах, островах и шельфе; стратиграфическое положение залежей; формационный и фациальный состав нефтегазоносных и вероятно нефтегазоносных комплексов.

Выделение контуров осадочных бассейнов было проведено в соответствии с "Геологической картой Тихоокеанского подвижного пояса и Тихого океана" (1972), составленной под редакцией Л.И. Красного и П.Л. Безрукова. На упомянутой карте эти контуры отчетливо трассируются по областям распространения протерозойских комплексов на щитах древних платформ, складчато-метаморфических комплексов фанерозоя в орогенах; хребтов и поднятий различного генезиса в океанах, окраинных и внутренних морях. Отображение особенностей тектонического строения осадочных бассейнов было достигнуто не изогипсами поверхности консолидирующего фундамента, как это обычно принято для континентальных областей, а изопакитами уплотненных или неуплотненных осадков. Использование метода изопакит более правомерно по двум обстоятельствам. Первое вызвано тем, что в глубоководных котловинах морей и собственно Тихого океана изогипсы поверхности вулканогенного оснований (или, другими словами, "базальтового" слоя земной коры) осадочной и вулканогенно-осадочной толщи учитывают не только ее мощность, но и значительные глубины морского дна. Тем самым затушевывается собственно строение и мощность осадочной толщи. Второе определяется тем, что в пористых осадках, залегающих под слоем воды, возникают внутрипоровые давления, которые могут свести к минимуму величину давления уплотнения (Терциги, 1961). При эффективном напряжении  $\delta_0$ , равном гидростатическому напряжению  $P_w$ , создаваемому слоем воды, или меньше его, процессы уплотнения осадков происходят не будут.

Подобная особенность обстановки диагенетических превращений оказывается важной для оценки перспектив нефти- и газоносности, особенно для терригенных отложений. Большая величина внутрипоровых давлений оказывает благоприятное влияние на физические свойства образующихся коллекторов и отрицательное – на формирование покрышек. Об этом же свидетельствуют и результаты изучения глубоководных осадков, пористость которых иногда достигает 70%, а уплотненные глинистые отложения, которые могут служить покрышками, почти не встречаются в верхних 600–1100 м разреза осадков, изученного бурением. Выявление оптимальных соотношений между давлениями, обусловленными весом столба осадков и воды, – один из основных критериев при нефтегеологическом районировании современных глубоководных котловин.

Для реальных условий, имеющих место в глубоководных котловинах Мирового океана, уравнение К. Терцаги (1961) было выражено следующим образом (Еременко и др., 1976):

$$\delta_0 = q S h^2 [\rho_{oc}(1-n) + \rho_w^n - \rho_w] dz, \quad (1)$$

где  $q$  – ускорение силы тяжести,  $h$  – глубина воды,  $h_2$  – мощность осадочного слоя,  $n$  – пористость,  $\rho_{oc}$ ,  $\rho_w$  – соответственно, плотность осадка и воды,  $z$  – глубина от уровня моря до расчетной горизонтальной поверхности в осадке.

Расчет глубины залегания от дна моря поверхности, где эффективное напряжение  $\delta_0$  имеет положительное значение или, другими словами, внутрипоровое давление оказывается меньше давления уплотнения, проведен по уравнению (1) для различных физических условий, характеризующих осадочную толщу: при  $\rho_{oc} = 1,8; 2,0; 2,3$  г/см<sup>3</sup> и пористости, соответственно, 50, 40, 30% (рис. 1).

В соответствии с рельефом дна окраинных и внутренних морей, а также океанических котловин при расчете были использованы глубины воды по интервалам 5500, 5000, 4000, 3000, 2000, 1000, 500, 100 и 10 м. На основании проведенных вычислений, установлены минимальные мощности осадочной толщи, необходимые для начала процесса уплотнения осадка в идеализированной среде, где отсутствуют физико-химические факторы диагенеза, приводящие к образованию относительно непроницаемых кремнистых или кар-

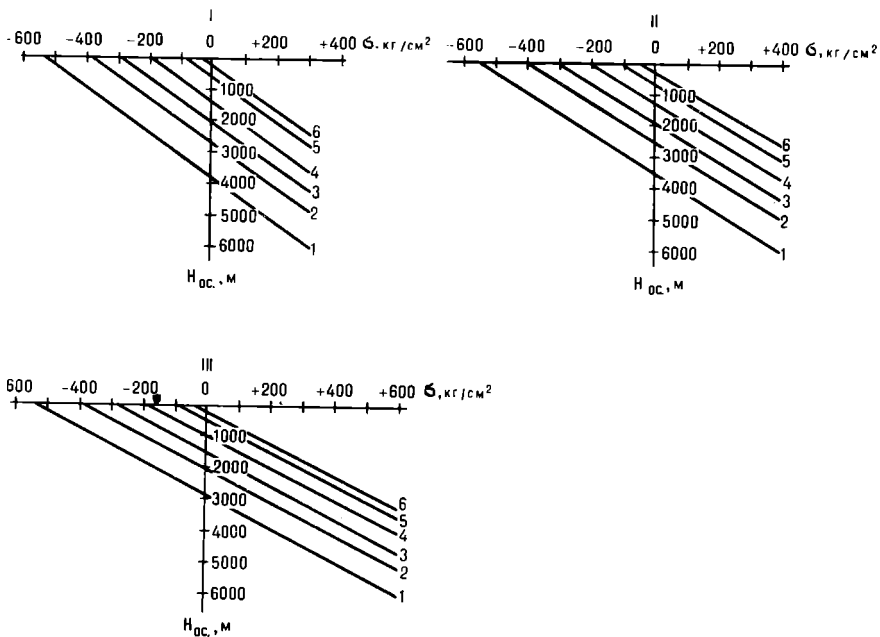


Рис. 1. Теоретическое распределение нормальных напряжений в осадочной толще глубоководных котловин (по Н.А. Еременко и др., 1976)

I - плотность  $\rho = 1,8 \text{ г/см}^3$ , пористость  $n = 50\%$ ;

II - плотность  $\rho = 2,0 \text{ г/см}^3$ , пористость  $n = 40\%$ ;

III - плотность  $\rho = 2,3 \text{ г/см}^3$ , пористость  $n = 30\%$ .

Глубина моря, м: 1 - 5500; 2 - 4000; 3 - 3000; 4 - 2000; 5 - 1000; 6 - 500. Н - мощность осадков, м

бонатных горизонтов. Появление подобных горизонтов должно явиться причиной резкого увеличения эффективного напряжения уплотнения.

По расчету, при глубине воды от 5,5 до 4,0 км минимальная мощность осадка должна быть от 3,9 до 2,1 км, при глубине от 4,0 до 2,0 км - от 2,8 до 1,1 км, а при глубине от 2,0 до 0,5 км - от 1,4 до 0,3 км. При глубине воды до 100 м необходимая для процессов уплотнения мощность осадка составляет всего лишь 50 м.

При изучении осадочных бассейнов на континентах наиболее хорошо исследованными оказались осадки, накопившиеся на глубинах моря до 1, максимум до 2 км.

В этих условиях уплотнение осадков происходит при незначительной их мощности в пределах до первых сотен метров. Не исключено, что именно с этим обстоятельством следует связывать вывод Н.А. Еременко, А.В. Ульяно в а (1960) о минимальной мощности нефтегазоносных свит порядка 300 м.

На шельфе и в верхней части континентального склона процессы уплотнения практически идентичны происходившим в геологическом прошлом на континентах, а в подножии и континентального склона и глубоководных котловинах существенно отличаются от них.

Соответствие теоретической мощности неуплотненных осадков, действительно имеющей место в глубоководных котловинах, было проведено путем сопоставления с данными сейсмических исследований. Правомерность подобного сопоставления определяется реально установленной скоростью сейсмических волн (2,1–2,3 км/сек), характеризующей неуплотненные осадки. При этом, основным результатом, влияющим на увеличение скорости, является уменьшение до 10–15% водонасыщенности океанических осадков и их уплотнение до 2,1–2,4 г/см<sup>2</sup> (Лебедев, Шаповал, Корчин, 1973 и др.).

В итоге сопоставления в некоторых глубоководных котловинах было обнаружено превышение суммарной мощности осадочной толщи над минимально необходимой для начала процессов уплотнения; в других котловинах, напротив, суммарная мощность осадочной толщи оказывается недостаточной для создания положительного эффективного напряжения.

На основании разработанного ранее графика (см. рис. 1) мощность уплотненных осадков в пределах охватываемого картой региона была определена применительно к глубоководным котловинам окраинных и внутренних морей, а также к отдельным участкам океанических пространств (например, плато Капингамаранги и др.). Для центральной области Тихого океана глубоководным бурением и геофизическими исследованиями было установлено участие в составе чехла преимущественно неуплотненных осадков. Мощность уплотненных осадков, установленная теоретически, была сопоставлена, где это было возможно, с мощностью слоев, характеризующихся скоростями упругих волн свыше 2,3 км/сек, и в построение были внесены необходимые коррективы.

Для континентальных областей и многих районов шельфа распространение мощности осадочного и вулканогенно-осадочного чехла было показано по опубликованным тектоническим картам (масштаба от 1:2500000 до 1:5000000) и схемам отдельных регионов и континентов (Тектоническая карта Австралии, 1971; Тектоническая карта Северной Америки, Ф.Б. Кинг, 1969 и др.). Взаимосвязка распределения мощностей по глубоководным котловинам морей и океанов, с одной стороны, и континентов, с другой, предоставила возможность выявить характер структуры осадочного чехла в каждом из бассейнов в отдельности, контролируемый повсеместно системами разломов различного типа и генезиса.

Для крупных месторождений углеводородов на карте показаны отдельно преимущественно нефть, газ и нефтегазовые скопления.

При большом сгущении на площади открытых месторождений авторы вынуждены были прибегать к схематизации для изображения их в масштабе карты. Распределение нефтяных, газовых и нефтегазовых залежей по возрасту продуктивных горизонтов отражено на формационных колонках.

Основным геологическим материалом по угленосности Тихоокеанского подвижного пояса послужила "Карта угольных месторождений мира" в масштабе 1:10000000, изданная в 1969 г., и три тома монографии "Угольные месторождения зарубежных стран", изданные в 1964-1973 гг.

В согласии с общим планом построения рассматриваемой карты и во избежание излишней перегрузки эти материалы были подвергнуты некоторой генерализации. Проведенная генерализация не нарушает общей картины распространения угленосности и в то же время предоставляет возможность иллюстрировать на карте присущие угленосным объектам их геологические особенности как в отношении условий образования угленосных толщ, так и качественной характеристики заключенных в данной толще углей. Иначе говоря, принятая для составления карты легенда включает в себя критерии как геологического порядка - возраст угленосной толщи, тип ее состава, мощность и глубину залегания, так и принадлежность к типу углей - бурых или каменных, с особым выделением среди последних индексом "К" углей, пригодных для коксования.

Возрастное деление угольных бассейнов и самостоятельных месторождений произведено по рангу геологическим и х

систем без выделения более дробных подразделений, а для Антарктиды – в виде группы, объединенной под известным названием системы Бикон (рис. 2).

На карте принадлежность к той или иной геологической системе иллюстрируется закраской площади, принятой для международных карт; самостоятельные месторождения или бассейны, которые по малой величине их площади не могли быть изображены в масштабе карты, показываются стандартной величины квадратом, а возраст их – геологическим индексом. Обводка контуров площади или сторон квадрата черным цветом указывает на принадлежность углей к каменным, красным цветом – к бурым; применение для обводки пунктира указывает на то, что контуры бассейна или месторождения не установлены. Для характеристики состава пород наиболее крупных или наиболее изученных угленосных площадей используются помещенные около них колонки, во внутренней части которых показывается тип слагающих толщу образований – паралический, лимнический или вулканогенно-осадочный. Дробь, показанная сбоку колонки, содержит информацию об угленосной толще: в числителе – ее минимальная и максимальная мощность, в знаменателе – минимальная и максимальная глубина залегания\*.

Цифры, помещаемые слева от дроби, характеризуют количество заключенных в угленосной толще пластов угля мощностью более 0,5 м, цифры справа – суммарный рабочий пласт.

Количественная оценка угленосного бассейна и самостоятельного месторождения проводится по объему запасов. Первый ранг характеризуется геологическими запасами до 200 млрд. т, второй – от 200 млрд. т до 500 млн. т, третий – менее 500 млн. т; месторождения с неустановленными запасами отнесены к четвертому рангу.

В пределах Тихоокеанского подвижного пояса и Тихого океана было установлено широкое, но не повсеместное распространение осадочных бассейнов, выполненных уплотненными осадочными и вулканогенно-осадочными породами. | Эти бассейны и явились предметом более детального анализа нефтегазо- и угленосности, а также приуроченности промышленных месторождений горючих ископаемых к опре-

---

\* При выходе угленосной толщи на поверхность в знаменателе первая цифра – 0.

а б в г д е ж з

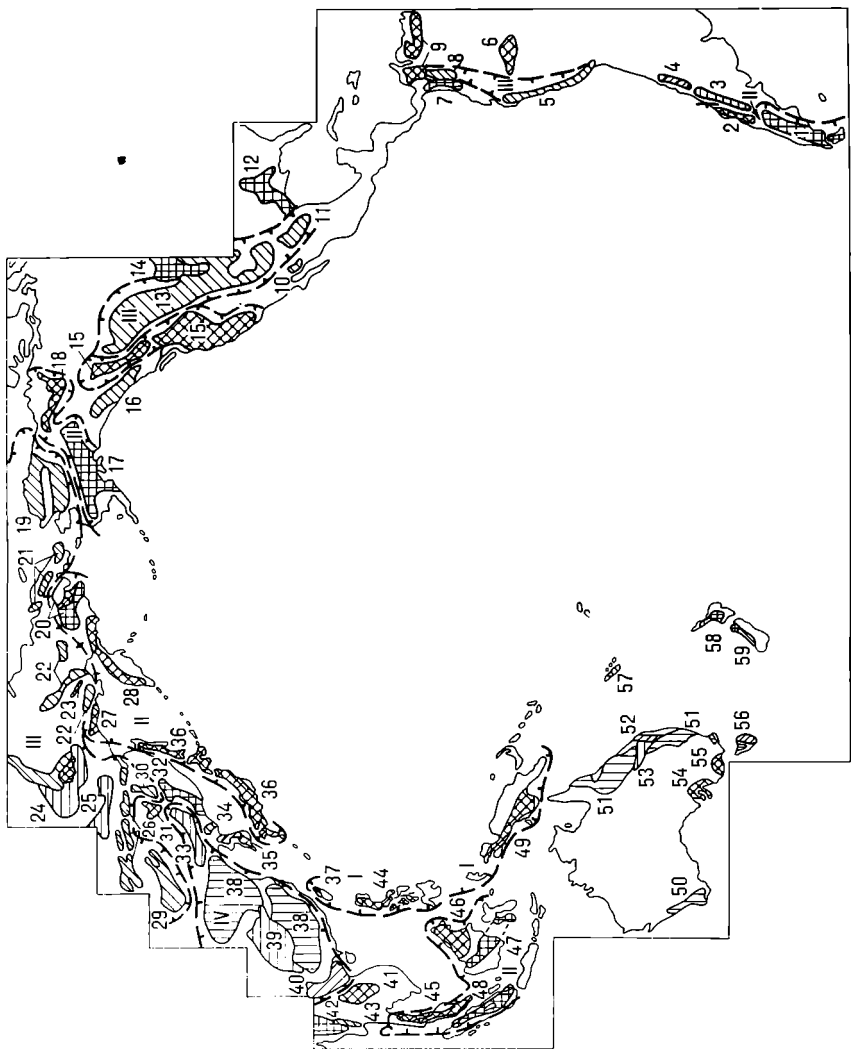
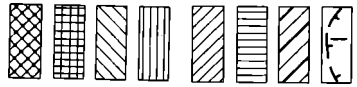


Рис. 2. Угленосные провинции Тихоокеанского подвижного пояса. Составил А.К. Матвеев, 1977 г.

Возраст угленосных отложений: а - палеоген, б - палеоген, в - мел, г - юра, д - триас, е - пермь, ж - карбон; з - границы мезоэрозионных: I - неогеновых, II - неоген-палеогеновых, III - позднемезозойских, IV - позднепалеозойско-раннемезозойских.

Названия провинций; в скобках указан возраст

1 - Рио-Турбьо (P); 2 - Концепсьон (N); 3 - Ла-Манга (J); 4 - Санта-Максима (C); 5 - Хуни (K); 6 - Алта-Амазона (N); 7 - Каука (P); 8 - Богота (K); 9 - Сулия-Нарикуаль (N); 10 - Санта-Клара (K); 11 - Сабинас (K); 12 - Миссисипи (P); 13 - Альберта (K); 14 - Саскачеван (P); 15 - Кордильер (N); 16 - Граундхог (K); 17 - Юкон (N+P); 18 - Маккензи (N); 19 - Лисберн (K); 20 - Анадырская (N+P+K); 21 - Чаун-Чукотская (K); 22 - Колымо-Индибирская (K); 23 - Эльгенская (N); 24 - Ленская (J+K+N); 25 - Южно-Якутская (J); 26 - Монголо-Охотская (K); 27 - Охотская (N); 28 - Камчатская (N+P); 29 - Надайхская (K); 30 - Буреинская (K); 31 - Нижне-Зейская (N+P); 32 - Амуро-Уссурийская (P); 33 - Сунгарийская (J); 34 - Партизанская (K); 35 - Корейская (C); 36 - Кюсю-Сахалинская (P+N); 37 - Тайвань (N); 38 - Восточно-Китайская (P); 39 - Мули (J); 40 - Хонгай (T); 41 - Кхе (N); 42 - Предгималайская (P); 43 - Гангун (K); 44 - Филиппины (N); 45 - Малайзия (N); 46 - Северный Калимантан (N); 47 - Южный Калимантан (P); 48 - Умбилил (P); 49 - Новая Гвинея (N); 50 - Звально-Австралийская (P); 51 - Сидней (P); 52 - Ипсуич (T); 53 - Кларенс (J); 54 - Аделайда (P); 55 - Лагроб (N+P); 56 - Тасманская (T+P); 57 - Новокаледонская (K); 58 - Новозеландская (P); 59 - Фреймут (K)



деленным формационным и фациальным комплексам чехла. Для каждого из 129 районов с установленной нефтегазоносностью и 131 угленосного бассейна были составлены в масштабе 1:2000 разрезы – колонки, на которых показаны присущие данному району типы формаций и их стратиграфический диапазон (для всей совокупности разрезов выделено 11 ведущих типов платформенных, миогеосинклинальных и орогенных формаций); палеогеографическая обстановка осадконакопления; положение промышленных залежей отдельных видов горючих ископаемых или нефтегазопроявлений принципиального значения (последнее только в морях, по данным глубоководного бурения).

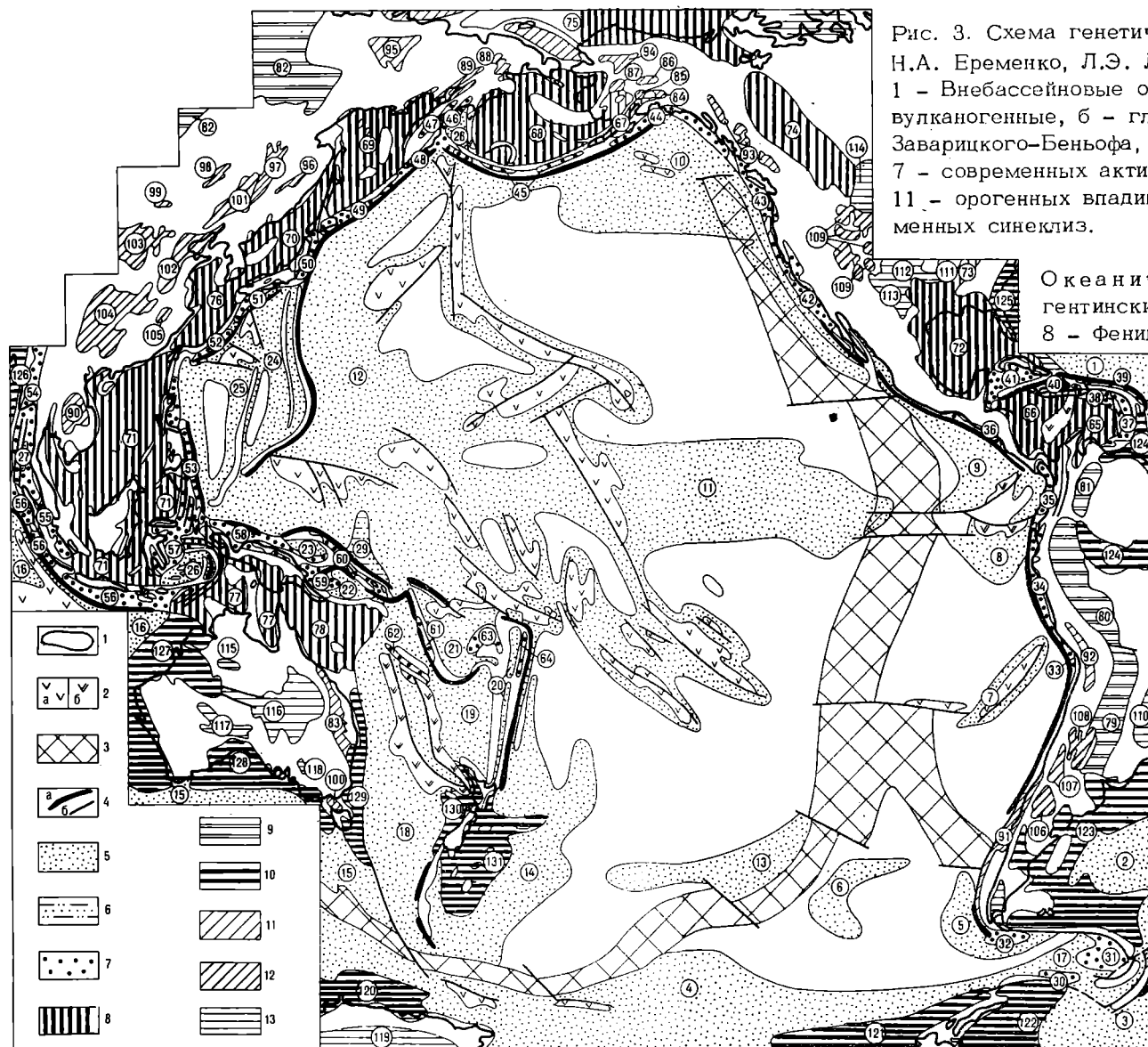
В сложных по геологической ситуации случаях, когда залежи, приуроченные к различным стратиграфическим интервалам, располагаются на близком гипсометрическом уровне (например, Пермский бассейн на западе Мидконтинента), для данного нефтегазоносного района составлялись два или более отдельных разрезов. Подобный методический прием был необходим для отображения особенностей в вертикальной зональности залежей нефти и газа.

Распространение по латерали установленных и предполагаемых зон нефтегазо- и угленакопления показано на профильных геологических разрезах, составленных с соотношением горизонтального и вертикального масштаба 1:20, причем горизонтальный масштаб равен масштабу карты. На профильных разрезах отображены основные палеогеографические комплексы осадочного и вулканогенно-осадочного чехла, а также элементы тектонической обстановки его залегания. К последним относятся состав верхних горизонтов консолидированной коры, образующих "ложе" чехла – "гранито-гнейсовое" на континентах, переходное в островных дугах, вулканогенное "базальтовое" в глубоководных котловинах морей и океанов, обобщенный возраст складчато-метаморфических комплексов континентальной коры, основные разломы и надвиги, протрузии гипербазитов. Профильные разрезы дали основание наметить продолжение выявленных на континентах, островах и шельфе региональных зон нефтегазонакопления в пределы глубоководных котловин.

По перспективам нефтегазоносности на карте выделяются осадочные бассейны двух категорий (рис. 3). Первая распространена во внутренних областях Тихого, Атлантического и Индийского океанов. Эта категория рассматри-

Рис. 3. Схема генетических типов осадочных бассейнов. Н.А. Еременко, Л.Э. Левин, 1977 г.

1 - Внебассейновые области на континентах и океан вулканогенные, 6 - глыбовые; 3 - Восточно-Тихоокеанского Заварицкого-Беньофа, 6 - трансформные и др.; осадки современных активных окраин, 8 - древних активных орогенных впадин фанерозойских складчатых областей синеклиз.



Названия океанических, в том числе внутриокеанических, в том числе внутриокеанических (в том числе контурных): 17 - Скоттия, 21 - Северо-Фиджийско-Падно-Филиппинский, 26 - Бетто: 29 - Капингамаранги.

Современных активных: 32 - Огнеземельский, Талара, Гуаякиль), 35 - Пан Северо-Гаитянский, 40 - Яма Сакраменто, Сан-Хоакин, Восточно-Тихоокеанский, 44 - Камчатский, 48 - Восточно-Филиппинские, 54 - Иранские (в том числе суббассейны: вогнебридский, 62 - Новокале

Древних активных: Венесуэльский, 66 - Колумб Северо-Берингоморский, Бринья: Северо-Охотский, Западно-Индосинийско-Яванский (в том числе Яванский, Восточно-Калиман Западно-Каналский, 75 - Амский, 77 - Северо-Австралийский.

Древних пассивных: Укаяли-Ориенте, 81 - Барин

Орогенных впадин на континентальной или субконтинентальной коре в пределах складчатых поясов, 88 - Бельский, 89 - Пенжинский, 90 - Корат, 91 - Пролодольной Долины, 92 - Альтиплано, 93 - межгорных впадин Се, 94 - Селавик, 95 - Колымский, 96 - Сунгари, 97 - Бурейинский, 98 - Хайлар, 99 - Дзунбаинский, 100 - Бассова пролива.

Орогенных впадин на континентальной коре в областях эпиплатформенного орогенеза, в том числе докрийских, 104 - Сычуанский, 105 - Юаншуй; кайнозойского: 106 - Неукен, 107 - Мендоса, 108 - Ла-Риоха, 109 - Скалистых и Уинд-Ривер, Грин-Ривер, Ханна, Ларами, Денвер).

Внутриплатформенных синеклиз: 110 - Паранский, 111 - Иллинойский, 112 - Западный внутренний, 113 - Пермский (в том числе суббассейны: Амадиес, Восточный внутренний), 117 - Оффисер, 118 - Муррей, 119 - Восточно-Антарктический.

Современных пассивных океанических окраин: 120 - Австралийско-Антарктический, 121 - Беллинсгаузена, 122 - в рамках карты Средне-Амазонский и Оринокский), 125 - Северо-Американский, 126 - Бенгальский, 127 - Западно-Австралийский, 129 - Тасманов, 130 - Западно-Новозеландский, 131 - Восточно-Новозеландский

ов осадочных бассейнов в пределах Тихоокеанского подвижного пояса и 17 г.

континентах и океанах с мощностью осадочного чехла <200 м; 2 – неглубокое Восточно-Тихоокеанское поднятие; 4 – некоторые глубинные разломные и др.; осадочные бассейны: 5 – внутриокеанические, 6 – то же, 7 – в древних активных окраинах, 8 – в древних пассивных окраинах, 9 – в древних пассивных окраинах, 10 – в древних складчатых областях, 12 – в впадинах в областях эпиплатформенного

#### Названия осадочных бассейнов:

в том числе внутриокеанических плит в контурах изопахиты 0,2 км: 1 – Тихоокеанско-Антарктический, 4 – Приантарктический, 5 – Приогнеземецкий, 6 – Южно-Тихоокеанский, 10 – Фароллон, 11 – Экваториальный, 12 – Кула, 13 – Южно-Тихоокеанский, 15 – Приюжноавстралийский, 16 – Призападноавстралийский; внутренние: 17 – Скотия, 18 – Центрально-Тасмановоморский, 19 – Южно-Филиппинский, 22 – Луизиана, 23 – Приновогвинейский, 24 – Филиппинский, 26 – Банда, 27 – Центрально-Андаманский, 28 – Восточно-Капिंगамаранги.

в том числе в древних активных океанических окраинах, в том числе: 30 – Южно-Тихоокеанский, 32 – Огнеземецкий, 33 – Мальендо, 34 – Притихоокеанский (в том числе Гуаякиль), 35 – Панамский, 36 – Центрально-Американский, 37 – Грени-Гаитянский, 40 – Ямайский, 41 – Южно-Кубинский, 42 – Калифорнийский, 43 – Сан-Хоакин, Вентура – Санта-Барбара, Лос-Анджелес, Сан-Диего, Тихоокеанский, 44 – Южно-Аляскинский, 45 – Алеутские, 46 – Западно-Тихоокеанский, 48 – Восточно-Камчатский, 49 – Восточно-Курильский, 50 – Абуки-Филиппинские, 54 – Иравадийско-Андаманский, 55 – Центрально-Суматринский; в том числе суббассейны: Мелабох, Нияс, Бенгкулу, Ломбок), 57 – Сула (в том числе суббассейны: Гелвинк, Д'Антраксто), 59 – Бугенвиль, 60 – Филиппинский, 62 – Новокаледонские (в том числе суббассейны: Северный и Южный); в древних активных океанических окраинах, в том числе орогенных: 63 – Тихоокеанский, 66 – Колумбийский, 67 – залива Кука, 68 – Беринговоморский, 69 – Беринговоморский, Бристольский, Южно-Беринговоморский), 69 – Охотоморский, Охотский, Западно-Камчатский, Восточно-Сахалинский и Южно-Охотский-Яванский (в том числе суббассейны: Северо-Индосинийский, Западно-Индосинийский, Восточно-Калимантанский); перикратонные: 72 – Мексиканского залива, 73 – Канадский, 75 – Американо-Азиатский (в том числе суббассейны: Бофорта, Ксантийский, 76 – Северо-Австралийский (в том числе суббассейны: Арафурский и Тиморский).

в том числе в древних пассивных океанических окраинах, перикратонные: 79 – Южно-Тихоокеанский, 80 – Орьенте, 81 – Баринас-Апуре, 82 – Приверхоанский.

в том числе в складчатых областях: 83 – Боуэн-Сурат, 84 – Коппер, 85 – в межгорных впадинах Северо-Американских Кордильер (в том числе: Неча-Бассова пролива).

в том числе в орогенезе, в том числе мезозойско-кайнозойского: 101 – Суляя, 102 – Южно-Тихоокеанский, 109 – Скалистых гор (в том числе суббассейны: Блэк-Меса, Сан-Хуан).

в том числе в древних пассивных океанических окраинах, перикратонные: 110 – Южно-Тихоокеанский, 111 – Антарктический, 112 – Антарктический.

в том числе в древних пассивных океанических окраинах, перикратонные: 121 – Беллинггаузена, 122 – Уэдделла, 123 – Аргентинский, 124 – Гвианский, 125 – Западно-Австралийский (в том числе суббассейны: Каннинг, Карнарвон,

оокеанского подвижного пояса и Тихого океана. Составили

задочного чехла <200 м; 2 – некоторые подводные хребты: а –  
– некоторые глубинные разломы: а – сопряженные с зонами  
– внутриокеанические, б – то же в пределах внутренних плато,  
превних пассивных окраин, 10 – современных пассивных окраин,  
и в областях эпиплатформенного орогенеза, 13 – внутриплатфор-

ых бассейнов:

контурах изопакхиты 0,2 км: 1 – Припуэртотриканский, 2 – Приар-  
ический, 5 – Приогнеземельский, 6 – Магеллана, 7 – Наска,  
зальный, 12 – Кула, 13 – Южно-Тихоокеанский, 14 – Приновозе-  
изападноавстралийский; внутренних и окраинных морей (в тех  
асмановоморский, 19 – Южно-Фиджийский, 20 – Кермадек-Кол-  
23 – Приновогвинейский, 24 – Восточно-Филиппинский, 25 – За-  
вно-Андаманский, 28 – Восточно-Командорский; внутренних пла-

ких окраин, в том числе: 30 – Оркнейский, 31 – Южно-Санд-  
4 – Притихоокеанский (в том числе суббассейны: Салаверри,  
рально-Американский, 37 – Гренада, 38 – Южно-Гаитянский, 39 –  
-Кубинский, 42 – Калифорнийский (в том числе суббассейны:  
эбара, Лос-Анджелес, Сан-Диего, Санта-Крус, Ил), 43 – При-  
и, 45 – Алеутские, 46 – Западно-Командорский, 47 – Центрально-  
Восточно-Курильский, 50 – Абукума, 51 – Симанто, 52 – Рюкю,  
ский, 55 – Центрально-Суматринский, 56 – Яванско-Суматрин-  
с, Бенгкулу, Ломбок), 57 – Сулавеси, 58 – Северо-Новогвиней-  
тркасто), 59 – Бугенвиль, 60 – Соломоновых островов, 61 – Но-  
сле суббассейны: Северный и Южный), 63 – Фиджи, 64 – Тонга.  
окраин, в том числе орогенных впадин внутренних морей: 65 –  
а Кука, 68 – Берингоморский (в том числе суббассейны: Се-  
берингоморский), 69 – Охотоморский (в том числе суббассей-  
сточно-Сахалинский и Южно-Охотский), 70 – Япономорский, 71 –  
йны: Северо-Индосинийский, Западно-Калимантанский, Сиамский,  
гонные: 72 – Мексиканского залива, 73 – Преаппалачский, 74 –  
числе суббассейны: Бофорта, Колвилл), 76 – Восточно-Китай-  
э суббассейны: Арафурский и Тиморский), 78 – Коралловомор-

окраин, перикратонные: 79 – Центрально-Предандийский, 80 –  
иверхоянский.

· Боуэн-Сурат, 84 – Коплер, 85 – Суситна, 86 – Тили, 87 – Кус-  
х Кордильер (в том числе: Нечако, Квиснел, Боусер, Уайтхорс),

йнозойского: 101 – Сунляо, 102 – Северо-Китайский, 103 – Ор-  
суббассейны: Блэк-Меса, Сан-Хуан, Биг-Хорн, Паудер-Ривер,

хий), 114 – Уиллстонский, 115 – Уизо, 116 – Большой Артезианский

– Аргентинский, 124 – Гвианский (в том числе суббассейны:

суббассейны: Каннинг, Карнарвон, Перт), 128 – Южно-Австралий-

вается в качестве бесперспективной или малоперспективной в нефтегазоносном отношении в связи с отсутствием в разрезе пород-покрышек, обеспечивающих сохранность залежей углеводородов. Вторая распространена преимущественно на континентах и в переходных зонах от континентов к океанам, включая большинство глубоководных котловин окраинных и внутренних морей. В осадочных бассейнах этой категории присутствуют уплотненные осадки, с которыми могут быть связаны перспективы открытия скоплений нефти и газа.

Подразделение бассейнов второй категории на различные генетические типы было проведено в соответствии с современными представлениями о глобальной направленности тектонических процессов (А.В. Пейве, Л.И. Красный, М.В. Муратов, В.Е. Хаин, В.В. Федьинский и др.). Эти представления учитывают формирование складчато-геосинклинальных систем на океанической коре геологического прошлого, значительные масштабы рифтогенеза в геологической истории Земли, обуславливающие распад (раздвиг) ранее сформированных геоблоков континентальной коры; сложное сочетание вертикальных и горизонтальных движений в эволюции литосферы Земли в целом и осадочных бассейнов в частности.

Осадочные бассейны современных активных окраин приурочены к внутренним и внешним впадинам в системах островных и горных дуг, находящихся на начальной стадии формирования континентальной коры. Бассейны древних и современных активных окраин развиваются на континентальной коре в переходных областях различных типов: они встречаются на склонах платформ, обращенных к эвгеосинклинальным зонам, или на склонах платформ, расположенных в зоне перехода к коре субокеанического типа глубоководных котловин окраинных морей; на континентальной коре срединных массивов, сменяющихся субокеанической (порой океанической) корой внутренних морей. В последнем случае обрамлением могут служить как эвгеосинклинальные зоны допозднекайнозойских складчато-геосинклинальных систем, так и островные дуги. Соответственно, первые рассматриваются в качестве перикратонных бассейнов, а вторые – орогенных, внутрискладчатых. В пределах горных сооружений выделяются еще два типа бассейнов на континентальной коре: бассейны, приуроченные к небольшим по площади межгорным впадинам – орогенные впадины в складчато-геосинклиналь-

ных системах, и бассейны, приуроченные к впадинам в областях эпиплатформенного орогенеза.

На древних платформах получают распространение еще три типа бассейнов. Первый приурочен к внутриплатформенным синеклизам. Второй – к склонам платформ, обращенным к миогеосинклинальным зонам в складчато-геосинклинальных системах, который рассматривается в качестве бассейнов древних пассивных окраин. Третий – к окраинам платформенных областей континентов с охватом шельфа, континентального склона и его подножья, а также прилегающих районов глубоководных океанических котловин – мегобассейны современных пассивных океанических окраин.

Подавляющее большинство осадочных бассейнов, выполненных уплотненными породами осадочного и вулканогенно-осадочного происхождения, является перспективным в нефтегазоносном отношении.

---

## 2. НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ И УГЛЕНОСНОСТЬ ТИХООКЕАНСКОГО ПОДВИЖНОГО ПОЯСА И ТИХОГО ОКЕАНА

Тихоокеанский подвижный пояс и его обрамление в пределах Южно- и Северо-Американского континента, Восточной и Юго-Восточной Евразии, Австралии представляет весьма крупный нефтегазо- и угледобывающий суперрегион. Здесь обнаружено более 20000 месторождений углеводородов, из которых 112 крупных с запасами свыше 70 млн. т нефти и 70 млрд. м<sup>3</sup> газа (табл. 1), что составляет около 40% всех крупных месторождений Земли, известных на 1976 г. Суммарные разведанные запасы достигают 22,4 млрд. т нефти и конденсата и 13,5 трлн. м<sup>3</sup> газа или около 25% от всех разведанных на 1977 г. запасов Земли. На шельфе, по состоянию на 1977 г., было выявлено более 530 месторождений нефти и газа. Предметом интенсивных морских геолого-геофизических исследований в настоящее время является не только шельф, но и глубоководные котловины окраинных и внутренних морей.

Одна из особенностей Тихоокеанского подвижного пояса и его обрамления – чрезвычайно широкое распространение в его пределах угленосных формаций, слагающих как крупнейшие бассейны, расположенные лишь в северном полушарии, так и весьма многочисленные небольшие самостоятельные месторождения, в большинстве сосредоточенные в южной части пояса (см. карту). Из почти 3000 угольных бассейнов и месторождений мира около 20% расположено в пределах Тихоокеанского подвижного пояса и его обрамления. В северном полушарии к крупнейшим и крупным угольным бассейнам с запасами свыше 100 млрд. т относятся Ленский (в его восточной, Приверхожанской части), Южно-Якутский и Зырянский бассейны в СССР, бассейн Шаньси в Китае, который вместе с рядом расположенных в его образно по отношению к нему месторождений образует так называемый Большой Хуанхэбасс. В северной половине

Крупные месторождения нефти и газа  
в осадочных бассейнах  
Тихоокеанского подвижного пояса

№ п/п.	Месторождения	Год откры- тия	Начальные из- влекаемые за- пасы	
			нефть, млн. т	газ, млрд. м <sup>3</sup>
1	2	3	4	5

Сверхгиганты ( $\geq 1$  млрд. т нефти,  
1 трлн. м<sup>3</sup> газа)

Южная Америка

1. Боливар (65, 24)	1917	4300	-
---------------------	------	------	---

Северная Америка

2. Хьюгтон-Пэнхендл (112, 43)	1910	202	2100
3. Прадхо-Бей (75, 60)	1968	1450	734

Юго-Восточная Азия

4. Мшас (55, 89)	1941	1030	-
------------------	------	------	---

Крупные, крупнейшие и гиганты  
( $\geq 70$  млн. т нефти, 70 млрд. м<sup>3</sup> газа)

Южная Америка

1. Мендоса (107, 8)	1932	100	-
2. Талара (34, 14)	1869	145	-
3. Амистад (34, 15)	1971	-	113
4. Орито (80, 19)	1963	143	-
5. Офисина (124, 30)	1937	170	-
6. Чимире (124, 30)	1948	89	-
7. Гуара (124, 33)	1946	128	-
8. Мага (124, 33)	1954	158	-
9. Нина (124, 33)	1945	102	-
10. Форест Резерв (124, 34)	1913	86	-



1	2	3	4	5
11.	Солдадо (124, 34)	1955	76	-
12.	Кирикоре (124, 32)	1928	214	-
13.	Меле-Гранде (65, 24)	1914	153	-
14.	Ламар (65, 24)	1958	201	-
15.	Сентро (65, 24)	1957	103	-
16.	Боскан (65, 24)	1946	154	-
17.	Ла-Пас (65, 24)	1925	235	-
18.	Мара (65, 24)	1945	109	-
Центральная Америка				
19.	Поса-Рика (72, 41)	1930	274	170
20.	Агуи (72, 41)	1966	121	-
21.	Наранхос-Церро-Азул (72, 41)	1909	168	-
22.	Эбано-Пануко (72, 41)	1901	187	-
23.	Аренке (72, 41)	1970	136	-
Северная Америка				
24.	Агуа-Дьюлз (72, 42)	1928	23	114
25.	Том О'Коннор (72, 42)	1933	97	85
26.	Олд-Оушн (72, 42)	1936	17	142
27.	Хастингс (72, 42)	1934	105	-
28.	Шип Шоул бл. 208 (72, 42)	1962	116	56
29.	Кейлу-Айленд (72, 42)	1930	96	-
30.	Бей Марчанд бл. 2 (72, 42)	1949	89	-
31.	Саут Пасс бл. 24 (72, 42)	1950	70	-
32.	Бастиан Бэй (72, 42)	1941	-	103
33.	Байю Сейл (72, 42)	1940	25	103
34.	Конро (72, 42)	1931	98	-
35.	Кейти (72, 42)	1934	-	226
36.	Уэбстэр (72, 42)	1937	91	-
37.	Хокинс (72, 43)	1940	154	-
38.	Ист-Тексас (72, 43)	1930	857	-
39.	Картедж (72, 43)	1936	-	215
40.	Родесса (72, 43)	1930	27	91
41.	Монро (72, 43)	1916	-	266
42.	Смаковер (72, 43)	1922	79	-
43.	Браун Бассет (113, 49)	1958	-	73
44.	Пакетт (113, 49)	1952	-	184

1	2	3	4	5
45.	Ятс (113, 49)	1926	243	-
46.	Гомез (113, 49)	1963	-	286
47.	Каяноса (113, 49)	1962	-	100
48.	Спроберри-Тренд (113, 49)	1953	73	-
49.	Голдсмит (113, 49)	1934	110	-
50.	Локридж (113, 49)	1966	-	104
51.	Джалмат (113, 49)	1927	22	99
52.	Коуден (113, 48)	1930	113	-
53.	Вассон (113, 49)	1936	210	-
54.	Слоутер (113, 49)	1936	137	-
55.	Даймонд-Келли-Снайдер (113, 49)	1948	214	-
56.	Шо-Вел-Тум (112, 43)	1955	175	-
57.	Голден Тренд (112, 47)	1945	71	-
58.	Оклахома-Сити (112, 47)	1928	98	-
59.	Бербанк (112, 47)	1920	77	-
60.	Мокан-Лаверн (112, 47)	1952	-	137
61.	Бланко-Бэзин (109, 52)	1927	-	311
62.	Рейнджели (109, 52)	1902	102	-
63.	Солт Крик (109, 55)	1906	83	-
64.	Биг-Пайни (109, 54)	1922	-	80
65.	Хантингтон (42, 50а)	1920	160	-
66.	Лонг-Бич (42, 50а)	1921	145	-
67.	Уилмингтон (42, 50а)	1932	351	-
68.	Санта-Фе Спрингс (42, 50а)	1919	85	-
69.	Мидвэй-Саусет (42, 50б)	1901	244	-
70.	Вентура (42, 50б)	1916	130	-
71.	Санта-Инез (42, 50б)	1969	143	-
72.	Буэна-Виста (42, 50б)	1910	93	-
73.	Керн-Ривер (42, 50в)	1889	208	-
74.	Элк Хиллз (42, 50в)	1919	185	-
75.	Кетлмен Хиллз (42, 50в)	1931	62	103
76.	Коалинга (42, 50в)	1887	102	-
77.	Рио-Виста (42, 50в)	1936	-	100
78.	Элк Бэзин (112, 56)	1915	76	-
79.	Гернер-Вэлли (74, 58б)	1914	25	83
80.	Кроссфилд (74, 58б)	1952	-	137
81.	Пембина (74, 58б)	1953	242	137
82.	Ледюк-Вудбенд (74, 58б)	1917	86	-
83.	Редутер (74, 58а)	1948	110	-

1	2	3	4	5
84.	Джуди Крик (74, 58б)	1959	71	-
85.	Сван Хиллз (74, 58б)	1957	171	-
86.	Рейнбоу Лейк (74, 58а)	1965	74	28
87.	Таглу (75, 59)	1972	-	86
88.	Парсонс Лейк (75, 59)	1971	-	85
89.	Кенай (67, 63)	1959	-	70
90.	Мак Артур Ривер (67, 63)	1965	72	-
Восточная Азия				
91.	Дацин (101, 71)	1959	88	-
92.	Шенли (102, 73)	1959	80	-
93.	Люннхойсы (104, 76)	1956	82	-
94.	Шиюгоу-Дунси (104, 76)	1955	-	198
95.	Хуан-Гуа-Шань (104, 76)	1955	-	86
Юго-Восточная Азия				
96.	Арун (54, 88)	1973	-	425
97.	Дури (55, 89)	1941	287	-
98.	Бекасан (55, 89)	1955	82	-
99.	Саут-Вест-Ампа (71, 93)	1963	137	-
100.	Серия (71, 93)	1928	140	-
101.	Бадак (71, 95)	1972	-	112
Австралия				
102.	Рэнкин (127, 108)	1971	-	114
103.	Палм-Вэлли (116, 110)	1965	-	171
104.	Мэрини (116, 110)	1964	70	43
105.	Гиджалпа (116, 111)	1964	-	154
106.	Мумба (116, 111)	1966	-	155
107.	Снеппер (129, 113)	1967	90	86
108.	Марлин (129, 113)	1966	67	100
109.	Халибат (129, 113)	1967	93	84
110.	Барракута (129, 113)	1967	55	51
111.	Кингфиш (129, 113)	1967	151	85
Новая Зеландия				
112.	Мауи (130, 114)	1969	-	145

Примечание: В скобках даны номера бассейнов, приведенные на рис. 3, и номера нефтегазоносных районов, указанные на карте.

восточного сектора находятся бассейн Альберта в Канаде, Форт-Юнион, Западный и Иллинойс в США, а также бассейн Лисберн-Колвилл на Аляске. К категории крупных бассейнов на территории западных штатов США может быть также отнесена группа бассейнов Скалистых гор: Сан-Хуан, Юинта, Грин-Ривер и др.

В южном полушарии расположено значительно меньшее количество угольных бассейнов с запасами несравненно меньшими. К числу наиболее крупных бассейнов в этой части суперрегиона относятся Боуэн и Сидней в Австралии, Алта-Амазона в Бразилии и группа бассейнов Колумбии.

Угли рассматриваемой территории характеризуются широким спектром метаморфизма – от землистых бурых до антрацитов, что зависит, в первую очередь, от тектонического положения бассейнов и месторождений. Значительное влияние на степень метаморфизма углей оказывает широко развитый в пределах региона магматизм. Хотя в общем плане степень метаморфизма углей не имеет прямой связи с их геологическим возрастом, тем не менее, по мере перехода от молодых угленосных толщ к более древним, в последних наблюдается относительное преобладание углей большей степени преобразования, чем в более молодых. Более определенно выделяются контролируемые историей геологического развития Тихоокеанского подвижного пояса геолого-геофизические закономерности размещения угленосных толщ.

Сравнительный анализ нефтегазоносности и угленосности осадочных бассейнов, предпринятый в данной работе, будет способствовать дальнейшей детализации районирования Тихоокеанского подвижного пояса и его обрамления с точки зрения выявления перспектив поисков месторождений горючих ископаемых. Анализ проводится в двух аспектах – географо-экономическом и геологическом. Первый из них представляется необходимым для обзора известных ныне топливных ресурсов Тихоокеанского региона. Второй – как для познания общих закономерностей формирования и размещения месторождений горючих ископаемых в земной коре, так и для обоснования направлений поисково-разведочных работ на шельфе и в глубоководных котловинах морей и океанов.

\*

## 2.1. Географический обзор нефтегазоносности и угленосности

В разделе приведены краткие сведения геолого-экономического характера, касающиеся нефтегазоносности и угленосности в пределах Тихоокеанского подвижного пояса и его обрамления, охватывающего 25 государств на пяти континентах, а также огромные акваториальные пространства трех океанов и многих морей. С геологических позиций в этом регионе выделяется 134 осадочных нефтегазоносных бассейна, а также 580 бассейнов и месторождений угля, объединенных по стратиграфическим и генетическим признакам в 62 угленосные провинции.

В Южной Америке к началу 1977 г. на континенте и прилегающем шельфе открыто более 800 месторождений нефти и газа, в том числе 20 крупных. Однако 96% всех месторождений являются средними и мелкими. Разведанные запасы углеводородов на начало 1978 г. составили более 3,7 млрд. т нефти и 2200 млрд. м<sup>3</sup> газа. Накопленная добыча составила около 5,8 млрд. т нефти. Основным нефтегазодобывающим государством является Венесуэла, где находится около 56% разведанных запасов континента. Угленосность в Южной Америке характеризуется широким распространением мелких месторождений.

Аргентина. В стране открыто 135 месторождений углеводородов, из них 129 нефтяных (два на шельфе) и нефтегазовых, относящихся к категории мелких и средних. Разведанные запасы на начало 1978 г. оцениваются в 349 млн. т нефти и 192 млрд. м<sup>3</sup> газа. Среднегодовая добыча на уровне 20 млн. т нефти и 7,5 – 8 млрд. м<sup>3</sup> газа.

В южной части страны известны месторождения бурого угля, в северной – каменного угля, частью пригодного для коксования. Общие запасы угля в стране составляют 695 млн. т. К наибольшим по запасам месторождениям угля относятся: Рио-Турбьо (450 млн. т), Пико-Кемадо (2,64 млн. т), Индио (0,90 млн. т), Рио-Тамбильос (0,43 млн. т), Санта-Максима, Ла-Манга, Рикардо Ла-Негра (по 0,1–0,2 млн. т) с общей годовой добычей около 600–700 тыс. т.

Боливия. Открыто 29 средних и мелких месторождений углеводородов, из них 11 газовых. Разведанные запасы на начало 1978 г. – 43,3 млн. т нефти и 140 млрд. м<sup>3</sup> газа.

Среднегодовая добыча нефти около 2,0 млн. т, газа - 4,5 млрд. м<sup>3</sup>. Угленосность представлена небольшими прослоями каменного угля палеозойского возраста на о. Титикака и плейстоценового возраста бурого угля; практическое значение их ничтожно.

Бразилия. Разведано около 100 месторождений нефти и газа, из них 15 на шельфе. Запасы нефти оцениваются на 1.1.1978 г. в 120 млн. т, из них 8 млн. т на шельфе. Добыча нефти в стране на уровне 8-9 млн. т, газа - 1,2-1,6 млрд. м<sup>3</sup>.

Угольные месторождения сосредоточены в восточной части страны (бассейны Санта-Катарина, Риу-Гранди-ду-Сул). В западной части страны находится самый крупный на Южно-Американском континенте бассейн Алта-Амазона с запасами глубоко залегающего бурого угля предположительно в 2200 млрд. т. Общие запасы угля в стране (без учета бассейна Алта-Амазона) составляют 12,7 млрд. т, годовая добыча - 2,7 млн. т.

Венесуэла. В стране известно 239 месторождений нефти (в том числе 6 газовых), из них девять гигантских и 11 крупнейших. Здесь расположена уникальная зона нефтегазонакопления - Боливар с начальными запасами 4300 млн. т. Текущие разведанные запасы нефти на начало 1978 г. составляют около 2600 млн. т, газа - 1150 млрд. м<sup>3</sup>. В 1977 г. добыто 116,4 млн. т нефти и около 11 млрд. м<sup>3</sup> газа, в том числе на шельфе 84 млн. т нефти.

Общие запасы угольных месторождений исчисляются до 1 млрд. т. Промышленное значение имеют только некоторые в разрабатываемых бассейнах: Нарикваль, Унаре, Сабана-Гранде, Сулия, Тачира, а также Лара - на острове Сеговия. Угли каменные и бурые. Добыча редко достигает 70-100 тыс. т в год.

Колумбия. Разведано 106 средних и мелких месторождений нефти и газа, одно из которых расположено на шельфе. Разведанные запасы на 1.1.1978 г. составляют 136 млн. т нефти и 140 млрд. м<sup>3</sup> газа. Добыча нефти на уровне 7-9 млн. т, газа - 2,2 млрд. м<sup>3</sup>.

Запасы угля составляют 30-40 млрд. т. Главными систематически или периодически разрабатываемыми бассейнами, содержащими коксовые угли, служат: Богота (5 млрд. т), Бояка, Барко, Караре (10-100 млн. т), Антьокия (44 млрд. т); содержащие битуминозные угли с более

высоким содержанием летучих веществ: Патия (5 млрд. т) и Каука (0,4 млрд. т). Годовая добыча – около 4 млн. т.

Перу. Открыто 46 месторождений нефти и одно газовое, из которых девять расположено на шельфе. Месторождения средние и мелкие. Разведанные запасы нефти на начало 1978 г. – 97 млн. т, газа – 60 млрд. м<sup>3</sup>. Добыча нефти в 1977 г. составила около 5,7 млн. т, газа – 0,7 млрд. м<sup>3</sup>.

Общее количество геологических запасов угля исчисляется 8–27 млрд. т. Из двух бассейнов и 11 угленосных площадей главными, но не всегда разрабатываемыми являются: Хунин (2,6 млрд. т) и Хатунгуаси (0,3 млрд. т) с коксующимися и битуминозными углями, Чикамос (0,3 млрд. т) с антрацитом. Годовая добыча в среднем около 100 тыс. т.

Тринидад и Тобаго. В стране открыто 53 месторождения углеводородов, из которых 49 нефтяных и четыре газовых. Добыча нефти 10,5 млн. т, газа – 4 млрд. м<sup>3</sup>. Разведанные запасы нефти на начало 1978 г. – 93 млн. т, газа – 96 млрд. м<sup>3</sup>. Угленосность промышленного значения не имеет.

Чили. Обнаружено 50 месторождений, из них 13 газовых, в том числе одно на шельфе. Месторождения в основном мелкие. Доказанные запасы на начало 1978 г. – 56 млн. т нефти и 56 млрд. м<sup>3</sup> газа. Среднегодовая добыча нефти около 1,2 млн. т, газа – 5,0 млрд. м<sup>3</sup>.

В угольных месторождениях содержится около 4 млрд. т запасов. Северная группа месторождений объединяется в бассейн Концепсьон, дающий до 75% всей добычи битуминозных углей страны. В центральной части расположено месторождение Вальдивия с углями, переходными от бурых к каменным, на юге, в районе Магелланова пролива – небольшие месторождения бурого угля. Годовая добыча – около 2,0 млн. т. В бассейне Концепсьон она ведется под дном моря.

Эквадор. В стране открыто 51 месторождение углеводородов, в том числе четыре крупных нефтяных и одно газовое. Разведанные запасы нефти на 1.1.1978 г. – 216,0 млн. т, газа – 340 млрд. м<sup>3</sup>. В 1977 г. добыча составила 9,1 млн. т нефти и 0,4 млрд. м<sup>3</sup> газа. Геологические запасы угля точно не установлены. Выделяется один небольшой буроголистый бассейн Библьян.

В Центральной Америке первое месторождение нефти было открыто в 1901 г., а к началу 1978 г. здесь

выявлено около 450 месторождений нефти и газа. Разведанные запасы на начало 1978 г. составляют около 3000 млн. т нефти и 340 млрд. м<sup>3</sup> газа.

Промышленная добыча нефти на континенте начата в 1908 г., а в 1950 г. в разработку введены морские месторождения. В 1977 г. было добыто 50,2 млн. т нефти и 22,4 млрд. м<sup>3</sup> газа. С начала разработки извлечено 874 млн. т нефти (в том числе на шельфе 18 млн. т) и 355 млрд. м<sup>3</sup> газа.

Мексика. Главное нефтегазодобывающее государство в Центральной Америке. Известно 390 месторождений нефти и газа, из которых 22 на шельфе. По начальным запасам к категории крупных относится 14 месторождений, среди них открытое в 1967 г. морское месторождение нефти Аренке с запасами в 140 млн. т. Разведанные запасы на начало 1978 г. составляют 2970 млн. т нефти и 340 млрд. м<sup>3</sup> газа. Добыча нефти в 1977 г. — 50,2 млн. т, газа — на уровне 22,4 млрд. м<sup>3</sup>. Запасы угля оцениваются в 12 млрд. т. Главные бассейны Сабинас и Санта-Клара содержат около 80% всех запасов. Годовая добыча — около 4 млн. т.

В Северной Америке промышленная добыча нефти ведется с 1895 г. К началу 1976 г. на этом континенте было разведано более 19000 нефтяных и около 9000 газовых месторождений. Разведанные запасы на начало 1978 г. составили 4808 млн. т нефти, 6650 млн. т конденсата и 7,6 трлн. м<sup>3</sup> газа. На начало 1977 г. накопленная добыча 18300 млн. т нефти и конденсата, 16200 млрд. м<sup>3</sup> газа. В 1977 г. в Северной Америке было добыто более 480 млн. т нефти, не считая конденсата, и 656 млрд. м<sup>3</sup> газа.

На Северо-Американском континенте сосредоточено около 28% общемировых запасов угля, из которых подавляющая часть (3600 млрд. т) сосредоточена в США. Всего на континенте ежегодно добывается около 640 млн. т угля, из которых более 600 млн. т в США.

Соединенные Штаты Америки. К 1976 г. открыто более 18600 месторождений нефти и около 8000 месторождений газа. Для страны в целом характерен падающий уровень добычи и сокращение разведанных запасов. Так, в 1974 г. было добыто 438 млн. т нефти, в 1975 г. — 417, в 1977 г. — 411. Газ в 1974 г. было добыто 611,3 млрд. м<sup>3</sup>, в 1975 — 580, в 1976 — 566. Накопленная добыча на 1.1.1978 г. составляет: нефти — 15,5 млрд. т, газа — 15,2 трлн. м<sup>3</sup>. Разведанные извлекаемые запасы на начало



1978 г. составляли: нефти около 4 млрд. т, газа - 6,1 трлн. м<sup>3</sup>. На шельфе США добывается около 16% всей нефти и конденсата страны и 21% газа.

Крупнейшим месторождением США является месторождение Прадхо-Бей с извлекаемыми запасами более 1350 млн. т нефти и более 1 трлн. м<sup>3</sup> газа.

В восточной части страны сосредоточены наиболее крупные угольные бассейны - Аппалачский, Пенсильванск и й, Мичиган, Иллинойс и небольшое количество незначительных мелких месторождений преимущественно палеозойского возраста. В западных штатах известен лишь один крупный бассейн - Западный и один небольшой - Юго-Западный, палеозойского возраста. Кроме того, имеются разрозненные угленосные площади мезозойского возраста, наиболее крупными из которых являются: Юинта, Биг-Хорн и Грин-Ривер, а еще ближе к Тихоокеанскому побережью - мелкие разбросанные месторождения кайнозойского возраста.

Особое положение занимает Миссисипский буроугольный бассейн, восточная часть которого находится за контурами рассматриваемой карты, так же как и восточная часть Аляски.

Подсчитанные на 1.1.1974 г. геологические запасы угля США составляют 3600 млрд. т, общая годовая добыча - около 600 млн. т.

Канада. К началу 1976 г. выявлено 418 месторождений нефти и 735 газа. Так же, как и США, в последние годы Канаду отличает падение добычи нефти с 81,6 млн. т в 1974 г. до 73,0 млн. т в 1977 г. Добыча газа в 1976 г. составила 89,4 млрд. м<sup>3</sup>. По состоянию на начало 1978 г. разведанные запасы составляли: нефти - 808 млн. т, газа - 1,5 трлн. м<sup>3</sup>. Накопленная добыча нефти на 1976 г. - 1095 млн. т, газа - 968,6 млрд. м<sup>3</sup>. В Канаде находится крупнейшее в мире месторождение твердых битумов - Атабаска, извлекаемые запасы которого оцениваются в 36,5 млрд. т. Активные работы по поискам нефти и газа проводятся на шельфе моря Бофорта, Лабрадорского моря, островах Арктического архипелага.

В западной части Канады имеется лишь один крупный угленосный бассейн - Альберта мелового возраста и по побережью распространены разрозненные месторождения мелового и неогенового возраста. Из общих запасов угля Канады в 1200 млрд. т на западе страны содержится более

половины. Из общей годовой добычи в 27 млн. т, около 70% приходится на бассейн Альберта.

Восточная и Юго-Восточная Азия. В этом регионе к 1977 г. было обнаружено более 800 месторождений углеводородов, в том числе около 150 газовых. На шельфе находится 147 месторождений. Известно 10 крупных месторождений нефти. Разведанные запасы составили на начало 1977 г. около 4,0 млрд. т нефти и более 2000 млрд.м<sup>3</sup> газа. Среднегодовая добыча составила в 1977 г., по ориентировочной оценке, более 200 млн. т нефти и 18 млрд. м<sup>3</sup> газа.

Наибольшими запасами углей в рассматриваемом регионе обладает Китай, где расположены крупные угольные бассейны Шаньси и Ордосский. Другие страны региона несравненно беднее каменным углем. Хотя в целом угли Восточной и Юго-Восточной Азии не отличаются высоким качеством, в условиях острой нехватки энергетического сырья многие страны успешно развивают свою угледобывающую промышленность и приступают к переоценке известных запасов.

Советский Союз. Известны две группы преимущественно мелких и средних месторождений. Одна в Восточной Сибири, где выявлено шесть газовых и газоконденсатных месторождений. Вторая - на Сахалине, включающая 48 месторождений, в том числе 15 нефтяных, 17 нефтегазовых и 16 газовых. Среднегодовая добыча на Сахалине - 2,4 млн. т нефти. Накопленная добыча - 55 млн. т нефти и 6,8 млрд. м<sup>3</sup> газа (Нефтегазовые провинции СССР, 1977).

В пределах рассматриваемой части Советского Союза располагается восточная часть мезозойского Ленского угленосного бассейна и ряд других также мезозойских бассейнов: Южно-Якутский, Зырянский, Буреинский, Партизанский, а также угленосные площади - Омсукчанская, Омолонская, Аркагалинская, Сахалинская. Известны и разрозненные месторождения как во внутренней части континента, где развиты главным образом угли мезозойского возраста, так и по побережью, где они почти все относятся к кайнозой.

Япония. На островах и шельфе выявлено около 40 весьма небольших месторождений нефти и газа, в том числе десять морских и с морским продолжением. Годовая добыча нефти в 1977 г. достигла 623 тыс. т и газа - 2,48 млрд. м<sup>3</sup>. Разведанные запасы нефти на начало 1978 г. оцениваются в 8,6 млн. т, газа - в 59,4 млрд. м<sup>3</sup>.

Запасы угля около 20 млрд. т. Значительная их часть находится под дном моря. Ежегодная добыча составляет около 52 млн. т.

Корея. Перспективы нефтегазоносности низкие. В 1976 г. при бурении поисковой скважины в районе г. Поханг с глубины 1495 м получены небольшие притоки нефти и газа. Прогнозные запасы нефти около 1,4 млн. т, газа – 20 млрд. м<sup>3</sup>.

Общие запасы угля на Корейском полуострове достигают 3,5 млрд. т. Годовая добыча составляет около 53 млн. т, из них около 37 млн. т приходится на КНДР. Главными бассейнами полуострова являются Пхеньянский и Южно-Канвондонский.

Китайская Народная Республика. Из 170 месторождений Китая в пределах рассматриваемого региона находится около 50 нефтяных и свыше 20 газовых месторождений. В том числе на Тайване восемь нефтяных и семь газовых. В 1977 г. было добыто 95,3 млн. т нефти и 40,6 млрд. м<sup>3</sup> газа. Разведанные запасы оцениваются примерно в 2 млрд. т нефти и 700 млрд. м<sup>3</sup> газа.

Характерной чертой угленосности Китая является расположение на крупных площадях угольных бассейнов и месторождений палеозойского, почти исключительно пермского возраста в восточной части страны, значительного количества более мелких, юрского возраста – во внутренней ее части и чередование такого же масштаба или даже несколько более крупных месторождений юрского и кайнозойского возраста в крайней северо-восточной части.

Представленные полным генетическим рядом – от бурых до антрацитов, угли в Китае в резко преобладающем большинстве относятся к каменным углям средних стадий метаморфизма, в том числе – значительным количеством коксовых углей, основными поставщиками которых являются бассейны Шаньси и Кайпин пермского и Мули юрского возраста.

По геологическим запасам угля Китай занимает первое место среди азиатских государств как по официальному, явно заниженному варианту в 1,5 трлн. т, так и по второму, требующему подтверждения: около 9–10 трлн. т. Годовая добыча при резких ее колебаниях в 60-е годы за последнее время непрерывно повышается и к 1976 г. достигла 490 млн. т.

Социалистическая Республика Вьетнам. Обнаружены и разрабатываются два морских месторождения углеводородов. Прогнозные запасы оцениваются в 56 млн. т нефти и 90 млрд. м<sup>3</sup> газа. Запасы угля превышают 3 млрд. т, в том числе бурого угля - около 1 млрд. т. Добыча в 1975 г. превысила 4,3 млн. т.

Бирма. Известно 19 месторождений углеводородов, из них 15 нефтяных. В 1977 г. добыто около 1 млн. т нефти и 0,14 млрд. м<sup>3</sup> газа. Разведанные запасы оцениваются на начало 1978 г. в 7,4 млн. т нефти и 4,3 млрд. м<sup>3</sup> газа.

Запасы угля около 0,5 млрд. т, из которых на месторождение Калева приходится 0,2 млрд. т. Добыча угля незначительна и в 1976 г. составила всего 21 тыс. т.

Филиппины. Известно 11 месторождений - семь нефтяных и четыре газовых. Достоверные сведения о запасах и добыче отсутствуют. Прогнозные запасы около 11 млн. т нефти и 8 млрд. м<sup>3</sup> газа.

Запасы угля в стране оцениваются в 125-130 млн. т, в 1975 г. добыча достигла 105 тыс. т.

Малайзия. Обнаружено 28 месторождений нефти и газа, 25 из них расположены на шельфе, в том числе 15 нефтяных и десять газовых. В 1977 г. добыча нефти составила 10,4 млн. т, газа (совместно с Брунеем) - 1,5 млрд. м<sup>3</sup>. Разведанные запасы нефти на начало 1978 г. оцениваются в 324 млн. т, газа - в 420 млрд. м<sup>3</sup>.

В стране известно около 50 месторождений угля, суммарные запасы которых составляют всего 0,1 млрд. т. В прошлом ряд месторождений разрабатывался (добыча достигала 200-600 тыс. т); однако в настоящее время уголь в стране почти не добывается.

Бруней. Выявлено шесть месторождений - пять нефтяных и одно нефтегазовое. Из них одно на суше, остальные на шельфе. К 1977 г. добыча нефти достигла 10,3 млн. т в год. Разведанные запасы нефти на начало 1978 г. около 210 млн. т, газа - 238 млрд. м<sup>3</sup>.

Республика Камбоджа (Камбоджа). Прогнозные запасы оцениваются в 6-10 млн. т нефти и 10-20 млрд. м<sup>3</sup> газа. В стране известно довольно большое количество углепроявлений, однако разведанные запасы составляют всего 7 млн. (месторождение Талат).

Таиланд. К 1977 г. открыто 11 месторождений, из них два месторождения нефти находятся на континенте в провинции Ранг, девять (одно нефтяное, восемь газовых и газокон-

денсатных) в Сиа́мском заливе. Годовая добыча нефти составляет 13,0 тыс. т. Разведанные запасы нефти около 1,4 млн. т, газа – 28 млрд. м<sup>3</sup>.

Угли страны являются бурыми, их запасы составляют около 0,5 млрд. т, ежегодная добыча достигает 0,5 млн. т и сосредоточена в бассейнах Ме-Мо, Краби и Ли.

Индонезия. К 1977 г. обнаружено свыше 300 месторождений, из них 270 нефтяных и 33 газовых (в том числе 75 морских: 55 нефтяных и нефтегазовых, 20 газовых и газоконденсатных). В 1977 г. было добыто 84,1 млн. т нефти и 7,0 млрд. м<sup>3</sup> газа. Разведанные запасы на начало 1978 г. составляют 1,36 млрд. т нефти, от 425 до 679,2 млрд. м<sup>3</sup> газа.

Общие запасы каменного угля в стране оцениваются в 3,8 млрд. т. Основная их часть сосредоточена на о. Суматра, из них 200 млн. т в бассейне Омбилине и 150 млн. т в бассейне Букит-Асам. В настоящее время добывается около 250 тыс. т угля в год.

Австралия и Новая Зеландия. В регионе известно около 130 в основном мелких месторождений нефти, газа и газоконденсата, расположенных как на континенте и островах, так и в шельфовой зоне. Угленосные толщи распространены широко и особенно в Австралии.

Австралия (вместе с подопечной территорией Папуа - Новая Гвинея). К 1976 г. обнаружено 121 месторождение, из них 46 нефтяных и нефтегазовых, 75 газовых и газоконденсатных.

Годовая добыча в Австралии составляет 21,3 млн. т нефти и 5,9 млрд. м<sup>3</sup> газа. Разведанные запасы составили на начало 1978 г. 257 млн. т нефти и 910 млрд. м<sup>3</sup> газа.

Оценки запасов углей Австралии противоречивы: они колеблются от 100 до 317 млрд. т; наиболее вероятной представляется цифра 200-250 млрд. т, из которых разведанные запасы составляют около 74 млрд. т. Главными бассейнами страны являются Сидней, Боуэн, Кларенс-Мортон, месторождение Латроб. Ежегодная добыча приближается к 102 млн. т.

Новая Зеландия. Открыто девять месторождений нефти и газоконденсата и одно месторождение нефтяного битума, из них на шельфе находятся одно газоконденсатное и одно нефтяное месторождение. Годовая добыча составляет 1,5 млрд. м<sup>3</sup> газа и 0,2 млн. т конденсата. Разведанные

запасы оцениваются в 175 млрд. м<sup>3</sup> газа и 25,7 млн. т конденсата.

Угленосность практического значения развита как на Северном, так и на Южном островах, и выражена небольшим количеством пластов бурых, суббитуминозных и битуминозных углей вплоть до коксовых. Геологические запасы около 1 млрд. т, годовая добыча - 2,6 млн. т.

## 2.2. Краткий геологический очерк

Сводные работы, касающиеся Тихоокеанского суперрегиона в целом, отсутствуют. Континентам, обрамляющим и м Тихий океан, самому океану и переходной зоне от Тихого океана к материкам (транзитали) посвящены многочисленные публикации в СССР и за рубежом.

Континентальные окраины Тихоокеанского суперрегиона своеобразны и неповторимы по своим геолого-структурным особенностям. Здесь наблюдаются фрагменты древнейших кристаллических массивов, обрамленных складчатыми мезозоидами и реже палеозоидами (Омолонский, Охотский, Буреинский, Индосинийский, Юконский, Центрально-Американский и др.), крупные эпикратонные системы - такие, как Верхояно-Колымская и грандиозные, наиболее протяженные на Земле, геосинклинальные складчатые цепи Кордильер и Анд. Окраины континентов заметно различаются по особенностям формирования земной коры. В одних случаях между материками и океаном располагается необычная по сложности транзиталь-переходная область от Азиатского и Австралийского материков к Тихому океану, в других - наблюдается контрастное сочленение океана и континента с падением зоны Заварицкого-Беньюфа непосредственно под континент (Южная Америка) и в третьих - устанавливается "вклинивание" в активные материковые окраины конструктивных элементов Восточно-Тихоокеанского поднятия (Калифорнийский залив). Следует подчеркнуть еще одну особенность материкового обрамления Тихого океана - наличие окраинно-континентальных вулканогенных поясов, заложившихся на гетерогенном, существенно сиалическом основании. Вулканогенные пояса прослеживаются почти на всем протяжении запада Северной и Южной Америки до Огненной Земли и Антарктиды и вдоль востока Азии от Чукотки до Вьетнама. Главной эпохой развития поясов явля-

ется мезозой, с кульминацией в позднем мелу. Позднекайнозойский вулканизм наиболее ярко проявился в краевых зонах тихоокеанских континентов в Северо-Американских Кордильерах, Центральной Америке и Южно-Американских Андах.

В пределах складчатых поясов на орогенном этапе возникли относительно небольшие по площади межгорные впадины, выполненные вулканогенными образованиями и континентальной, в большинстве случаев угленосной молассой (Альтиплано, Коппер, Анадырская и др.).

В Восточно-Азиатском обрамлении Тихого океана четко выражены литосферные блоки (геоблоки). Это с севера на юг: Колымский, Алдано-Становой, Амурский, Северо-Китайский, Южно-Китайский и Индо-Китайский. Они разделены крупными глубинными разломами и широтными палеозойскими и палеозойско-мезозойскими межблоковыми геосинклинальными системами (Монголо-Охотской, Циньлинской и др.). Среди широтных систем выделяются плутогенные. Примером такой системы длительного тектоно-магматического развития может служить древняя Становая система с мощным мезозойским гранитоидным магматизмом. Немногие геосинклинальные складчатые системы, прижатые к западным границам краевых морей, имеют северо-восточное "тихоокеанское" простираие. Это палеозойско-поздне-мезозойские системы: Охотско-Корякская, Сихотэ-Алинская и более древняя ранне-среднепалеозойская Катазиатская.

В Северной Америке и в Аляскинском геоблоке выделена протяженная широтная Бруксовская система, отделяющаяся от южных районов Аляски системой разломов. Широтными "антикордильерскими" простираиями север Аляски похож на Восточную Азию. При этом большинство геосинклинальных систем второго из этих регионов было заложено на континентальной коре. В них преобладают терригенные формации (силур - девон Катазиатской, карбон - юра Верхояно-Колымской геосинклинальных систем). Ряд геосинклинальных борозд, вероятно, образовался на коре, близкой к океанической, в зонах раздвига континентальных геоблоков. Эти борозды трассируются вулканогенно-кремнистой и андезито-граувакковой формациями (нижний и средний - верхний палеозой: Монголо-Охотской и Циньлинской геосинклинальных систем).

Восточно-Австралийские (палеозойские Канманту, Лаклан, Ходжкинсон, Новая Англия) и палеозойско-мезозой-

ские и отчасти кайнозойские Кордильерские и Андские геосинклинальные складчатые системы следуют тихоокеанскому направлению. Они отличаются друг от друга временем заложения и главными эпохами тектогенеза и, частично, формационным выполнением. Так, на востоке Австралии начальные геосинклинальные прогибы (кембрий – силур) выполнены существенно граувакковыми толщами. В девоне преобладали флишеидные прогибы, а в карбоне и перми (геосинклиналь Новая Англия) среди морских граувакковых толщ появляются андезиты. Последние характерны и для пермско-мезозойского прогиба Мэриборо, который в раннем мелу приобрел геосинклинальные черты. В краевом прогибе Боуэн в перми – юре накапливались параличские и угленосные и местами нефтегазонасыщенные толщи.

В Кордильерах отмечается резкое преобладание кремнисто-вулканогенных формаций в палеозое и граувакковых – в мезозое. В Восточных Андах к востоку от впадины Альтиплано обширная площадь занята ордовикско-девонскими и терригенными толщами. Прибрежная полоса к югу от Арики до Сантьяго представляла в юре и раннем мелу протяженную геосинклинальную борозду, выполненную преимущественно андезитовыми образованиями. Для складчатой системы Кордильер характерна на западе мезозойская континентальная толща, для этого же времени – на востоке – морская, параличская. В Андах некоторые орогенные впадины подняты на большую высоту. Примером может служить впадина Альтиплано, выполненная вулканогенной молассой палеогена и неогена мощностью до 12000 м.

На западе Северной Америки к югу от 42-ой параллели в пределах Большого Бассейна и пустыни Соноры на геосинклинальный комплекс наложена система горстов и грабен с палеоген-неогеновыми интрузивно-вулканическими образованиями. Этот регион представляет собой крупный раздробленный в позднем мелу свод со своеобразным глубинным строением. Здесь имеется мощный слой коромантийного вещества ( $v = 7,5 - 7,8$  км/сек).

В пределах Тихоокеанского подвижного пояса, в его тыловой части, хорошо выражены перикратонные (и краевые) прогибы, превратившиеся в складчато-надвиговые системы. В Восточной Азии это Приверхоанский краевой прогиб, включающий восточную часть Ленского угольного бассейна-гиганта и Сетте-Дабанская – Юдомо-Майская краевая система; в Северной Америке – краевая система



Маккензи - Скалистых Гор, в Южной Америке - Приандийский краевой прогиб. Следует подчеркнуть длительно с т ь развития этих пограничных структурных элементов (например, система Маккензи - Скалистых гор развивалась от позднего докембрия до палеогена), а также их эволюцию (перикратонный прогиб → краевой прогиб или перикратонный прогиб → краевая складчато-надвиговая система). Терригенно-карбонатное формационное выполнение таких краевых систем имеет промежуточный характер между платформенными и геосинклинальными, но находится ближе к первым. Здесь получают распространение крупные осадочные бассейны, сформировавшиеся в двух принципиально различных геотектонических обстановках. Одни на склонах платформ, обращенных к складчато-геосинклинальным системам, выполненные платформенными, орогенными и миогеосинклинальными формациями (Предандийский, Альберта, Приверхоанский и др.). Другие, приуроченные к межгорным владинам, но в областях эпплатформенного орогенеза (Скалистых гор, Сунляо и др.); по площади они порой бывают не меньше первых, но разрез вулканогенно-осадочной толщи начинается платформенными, а завершается орогенными формациями.

Геология и глубинное строение сложнейшей переходной зоны (транзитали) от Азиатского и Австралийского материков к Тихому океану, так же как и строение межматериковых зон между Северной и Южной Америкой, и последней и Антарктидой, освещены во многих работах геологов и геофизиков. В транзитали - области максимального расчленения земной поверхности происходит чередование и взаимопроникновение клиньев и блоков с корой континентального, субконтинентального и океанского типов. Главнейшие структурные формы транзитали согласуются с гравитационным и магнитным полями. Здесь располагаются эпицентры землетрясений небольших и средних глубин (40-300 км) и глубокофокусных землетрясений (глубина очага до 720 км). Очаги землетрясений располагаются, как правило, в пределах зоны Заварицкого-Беньофа, падающей под соседние материки. На карте отчетливо видны литосферные блоки (геоблоки) Берингоморский, Охотский, Ниппонский, Восточно-Китайский, Южно-Китайский, Филиппинский и др. Среди них выделяется заметно выдвинутый в сторону Тихого океана Филиппинский, мало отличающийся от собственно океанских геоблоков. В геоблоках тран-

зители различаются системы островных дуг, относимые к большинством геологов и геофизиков к современным геосинклиналям. Выделяются зрелые и молодые дуги. К первым принадлежат Камчатская, Хоккайдо-Сахалинская, Филиппинская, Индонезийская, Новогвинейская и др. Молодые островные дуги составляют протяженные гирлянды островов, сложенных кайнозойскими породами. К ним относятся дуги: Курильская, Алеутская, Бонино-Марианская и др. В системах островных дуг в позднем палеозое и мезозое (особенно в позднем мелу) широкое распространение получили офиолитовая (с серпентинитами) и кремнисто-вулканогенная формации. Для последней характерны две субформации: кремнисто-вулканогенно-терригенная (на севере) и кремнисто-вулканогенно-карбонатная (на юге). В районах развития этих формаций наблюдаются тектонические покровы и зоны меланжа. Флишоидные формации с вулканитами распространены в позднем палеозое, мезозое и кайнозое. В палеогене и неогене заметное место принадлежит туфодиацитовой формации и формации "зеленых туфов". Формация терригенных и вулканогенных моласс важна в нефтегазоносном и угленосном отношении. Она особенно характерна для миоцена (местами и плиоцена) систем островных дуг. Тесно сопряжены с островными дугами глубоководные котловины краевых морей, представляющие собой обширные, иногда асейсмичные депрессии. По периферии и котловин часто прослеживаются крутые, нередко сейсмичные активные склоны, на которых развиты суспензионные потоки. В котловинах получают распространение крупные осадочные бассейны.

Особое место занимает огромная Австрало-Новозеландская транзиталь, вдоль внешних границ которой за пределами глубоководных желобов в Тихом океане известны поднятия с корой повышенной мощности: Онтонг-Джава (Калингамаранги) и Кэмпбелл (Новозеландское). У берегов Северной Америки (Нижней Калифорнии) располагается бордерленд - интенсивно расчлененная погруженная часть континента. В зоне входящего угла на сочленении Центральной и Южной Америки выделяется геоблок, ограниченный с запада поднятием Кокос, а с юга - поднятием (валом) Карнеги. От северной части "угла Арика" в юго-западном направлении тянется поднятие Наска. Только на крайнем севере Тихоокеанского подвижного пояса нет резко выраженной межконтинентальной транзитали - Чукот-

ский полуостров и полуостров Сьюард разделены мелководным Беринговым проливом, составляя единый массив континентальной коры. Остальные межконтинентальные системы представляют сложнейшие, транзитального типа, динамические сооружения с существенными горизонтальными и (возможно вращательными) и вертикальными перемещениями. Между Юго-Восточной Азией и Австралией это Зондская транзиталь, между Северной и Южной Америкой - Карибская и между Южной Америкой и Антарктидой - Скоша (Скотия).

Обрамляющие транзиталь глубоководные желоба - узкие асимметричные прогибы, развивающиеся вдоль разломов в периферических частях Тихого океана. Глубоководные желоба являются зоной относительно интенсивного осадконакопления. Обычно это резко некомпенсированные прогибы. Время заложения части глубоководных желобов может быть условно отнесено к мелу - периоду, когда в Западной При тихоокеанской области возникли крупные разломы. Другие желоба более молодые - неогеновые. Формирование транзитали связывается с грандиозными процессами растяжения земной коры в весьма активной в течение длительного времени зоне сопряжения окраинно-континентальных и окраинно-тихоокеанских структур.

Огромная площадь ложа Тихого океана весьма неоднородна в геолого-структурном отношении. В структурном отношении граница океана проходит вдоль подножия континентального склона, а там, где располагаются глубоководные желоба (см. выше), - по их внешней (океанской) стороне. Выделяются в окраинной части океана периокеанические валы (Зенкевича, Алеутский, Западно-Чилийский), представляющие пологие вздутия коры океанского типа. По линии поднятия Императорских гор - Гавайского хребта - островов Лайн и Россиян проходит Главный Тихоокеанский геораздел, к западу от которого различаются геоблоки с наиболее древними юрскими отложениями (Северо-Западный и Центральный), а к востоку и юго-востоку - возможная область влияния Восточно-Тихоокеанского поднятия как особого типа структуры, генерирующей обновление и е коры по обе стороны его. Эта же восточная зона расчленена океанскими разломами (эскарпами) широтными на севере и северо-западными на юге. Здесь же в пределах Юго-Восточного геоблока (в районе экватора) выявлена гигантская синеклиза (талассосинеклиза). Это одновремен-

но наиболее спокойная часть аномального магнитного поля Тихоокеанского суперрегиона. Внутриокеанские вулканогенные пояса, обозначающиеся по поверхности цепочками островов, подводные нагорья, усеянные конусами вулканов, и десятки тысяч разбросанных по океану вулканических гор и холмов – важная особенность структуры дна Тихого океана.

Во внутриокеанических осадочных бассейнах (Магеллановом, Кокосовом, Наска и др.), отделенных друг от друга Восточно-Тихоокеанским поднятием, вулканогенными хребтами и обломками Пацифиды, чехол представлен преимущественно неуплотненными осадками глубоководного генезиса. В центральной и восточной частях ложа Тихого океана это, главным образом, отложения кайнозойской эры, а в западной – мезозойской (от юрского периода, а может быть и древнее) и кайнозойской. Эту существенно океанскую картину нарушают крупные блоки с мощной (до 42 км!) корой. К ним относятся блоки: Восточно-Новозеландский (Кэмпбелл), Онтонг-Джава (Капингамаранги), возможно Шатского, Хесса и Манихики. В некоторых из них встречаются гранитоиды и кора континентального типа, в других – океаническая кора, и известны (Восточно-Новозеландский) базиты и гипербазиты (Манихики), мелководная меловая фауна (Шатского). Возможно, перечисленные выше блоки составляли часть обширного (но далеко не единого) своеобразного поднятия – Пацифиды. Своеобразие его заключается в том, что структурно-формационные комплексы, слагающие упомянутые блоки, покоятся, вероятно, на достаточно древних метаморфитах основного состава (преимущественно амфиболитах). В просторах Тихого океана, по-видимому, не возникали никогда сложные горные сооружения с мощным гранито-метаморфическим слоем.

История развития осадочных бассейнов, выполненных различными формационными комплексами, обусловлена их приуроченностью к различным геоблокам. В пределах акваторий особый интерес представляют бассейны, связанные с зоной транзитали, в которых наблюдаются наиболее благоприятные условия для нахождения горючих ископаемых.

### 2.3. Нефтегазоносные осадочные бассейны

В рамках карты находятся нефтегазоносные осадочные бассейны, сформировавшиеся как в пределах Тихоокеанского подвижного пояса, так и в тектонических областях его обрамления. Общее их описание выполнено в соответствии с генетической классификацией (см. рис. 3 и карту). При этом более детальным оно является для тех из них, где выявлены промышленные месторождения нефти и газа. Осадочные бассейны на континентах, в морях и океанах, в которых пока не обнаружены залежи нефти и газа, подразделяются на две группы: перспективные и бесперспективные или мало перспективные.

#### Осадочные бассейны современных активных океанических окраин

Эти бассейны расположены преимущественно на внутренней, обращенной к океану стороне Тихоокеанского подвижного пояса. Они представляют собой серию изолированных друг от друга, замкнутых и полузамкнутых впадин, сформировавшихся на раннеорогенной стадии развития островных и горных дуг. Соответственно, большая часть площади этих бассейнов скрыта под водами Тихого океана и внутренних морей (рис. 4). Со стороны океана они ограничены глубоководными желобами или континентальным склоном, где мощность вулканогенно-осадочной толщи резко сокращается от 8–12 (18 км в Калифорнии) до 1 км и менее. Впадины выполнены позднегеосинклинальными и раннеорогенными формациями, главным образом кайнозойского, но порой позднемезозойско-кайнозойского возраста. Земная кора современных активных океанических окраин либо субконтинентального типа, либо переходного от континентального к субконтинентальному. По генетической классификации Р.М. Деменицкой (1975), кора этой тектонической области относится к эксконструктивному типу.

Среди 34 осадочных бассейнов данной группы промышленная нефтегазоносность установлена только в пяти, из которых два – Притихоокеанский и Калифорнийский являются элементами строения собственно Тихоокеанского подвижного пояса, а еще три – Иравадийско-Андаманский, Центрально-Суматринский и Яванско-Суматринский входят в состав Средиземноморского подвижного пояса, но попадают

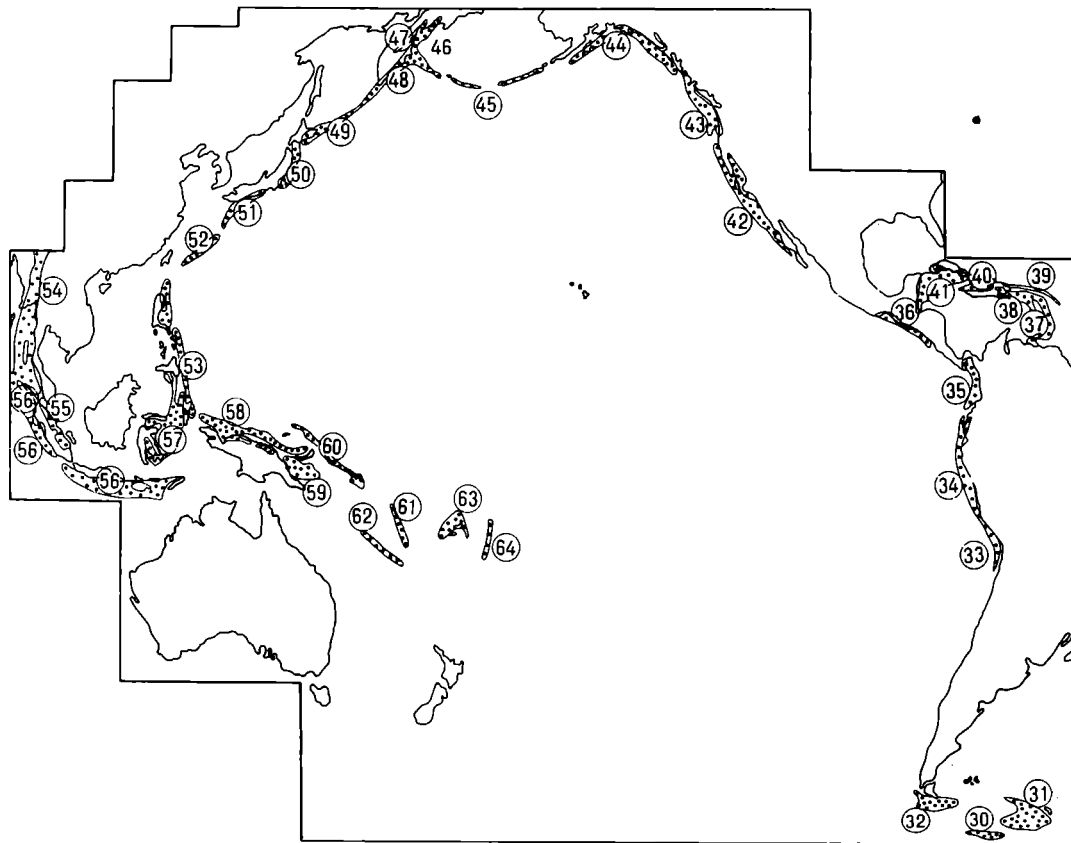


Рис. 4. Схема распространения осадочных бассейнов в пределах современной активной океанической окраины  
Условные обозначения см. на рис. 3

в пределы региона, охватываемого картой. При этом имеется в виду, что сочленение Тихоокеанского и Средиземно-морского подвижных поясов происходит в Юго-Восточной Азии.

Отдельные месторождения или нефтегазопроявления принципиального значения обнаружены еще в семи бассейнах Тихоокеанского пояса – Абукума, Симанто, Рюкю, Филиппинском, Северо-Новогвинейском, Фиджи и Тонга.

Притихоокеанский осадочный бассейн (34) состоит из нескольких впадин (с юга на север): Салаверри, Гуаякиль и других, расположенных в основном в пределах шельфа и выполненных вулканогенно-осадочной толщей, максимальной мощностью до 8–10 км. Впадины (суббассейны) отделены структурной седловиной с мощностью осадочного чехла от 1 до 1,5 км. В пределах этой седловины находится еще одна небольшая по площади грабенообразная впадина, являющаяся с крайним западным продолжением Амазонского рифта. В осадочном выполнении бассейна участвуют: вулканогенно-осадочная толща нижнего мела, представленная преимущественно кислыми лавами с прослоями терригенных образований; терригенная мелководно-морская формация верхнего мела с линзовидными прослоями вулканогенных образований, а также паралическая терригенная формация палеоген-неогенового возраста, на долю которой приходится до 6–8 км от общей мощности разреза.

В суббассейне Салаверри мощность вулканогенно-осадочной толщи порядка 4 км. На его восточном борту в зоне сокращения мощностей от 3 до 1 км находятся два нефтяных месторождения. Залежи многопластовые, приуроченные к гранулярным коллекторам эоцена, залегающим на глубине 2,0–2,5 км.

В суббассейне Гуаякиль открыто 60 нефтяных месторождений и одно газовое – Амистад с запасами в 113 млрд. м<sup>3</sup>, которое является крупнейшим газовым месторождением на Южно-Американском континенте. Месторождения многопластовые, тяготеющие к приразломным блокам, ступенчатого погружающимся в сторону глубоководного желоба. Залежи приурочены к отложениям позднемелового, палеоценового, эоценового и миоценового возраста. Глубины залегания продуктивных горизонтов от 120 до 2600–3000 м. Крупная газовая залежь на месторождении Амистад содержится в миоценовом комплексе на глубинах более 3000 м. Залежь приурочена к ловушке комбинированного типа – сводовой

с литологическим экранированием. Начальные разведанные запасы в Притихоокеанском бассейне составляют 120 млн. т нефти и 913 млрд. м<sup>3</sup> газа. Средняя плотность запасов по бассейну в целом 7 тыс. т/км<sup>2</sup>, но в нефтегазоносном районе Гуаякиль эта плотность увеличивается до 135 тыс. т/км<sup>2</sup>.

Особенности нефтегазонакопления определяются промышленной нефтегазоносностью дельтовых отложений эоценового и миоценового возраста и повышенными масштабами газонакопления. Последнее подтверждается высоким газовым фактором в нефтяных залежах и формированием крупного газового месторождения Амистад. Наблюдается последовательное увеличение промышленной нефтегазоносности в направлении к более погруженным структурным элементам.

Калифорнийский бассейн (42) или, точнее, группа Калифорнийских бассейнов в тектоническом отношении представляет весьма сложное образование. Она объединяет ряд межгорных впадин, возникших на орогенном этапе развития позднеальпийской складчатой системы Береговых и Поперечных хребтов Северной Америки. Впадины ориентированы как по простиранию горных сооружений, так и дискордантно. Друг от друга впадины отделены относительно приподнятыми зонами, где мощность осадочной толщи сокращается до 1-2 км и менее. Пять из этих впадин - Лос-Анджелес, Вентура - Санта-Барбара, Салинас, Санта-Мария и Ил в шельфовой области объединяются в единый осадочный бассейн. Шестая - Сан-Хоакин, не имеющая выхода к морю, представляет собой, по сути дела, самостоятельный осадочный бассейн.

Впадина Сан-Хоакин асимметрична, обладает крутыми западным и пологим восточным бортами. Осадочное выполнение достигает мощности 10 км и представлено преимущественно мелководно-морской терригенной формацией мелового - кайнозойского возраста. Лишь самые верхние горизонты неогена и четвертичный комплекс слагает параличская формация. Промышленно нефтегазоносными являются, главным образом, отложения миоцена. Значительно меньшее число залежей выявлено в породах палеогена и верхнего мела. Отдельные залежи связаны с трещиноватыми метаморфическими породами францисканской серии (поздняя юра), образующими фундамент осадочной толщи. Зоны нефтегазонакопления располагаются как в бортовых частях впадины Сан-Хоакин, так и в ее осевой части и на южном



и центриклинальном окончании. Эти зоны приурочены к системам антиклинальных складок, сочленяющихся между собой кулисообразно. Залежи преобладают пластовые сводовые, довольно часто встречаются литологически, реже тектонически экранированные; известны запечатанные асфальтом залежи, например, на площади Коалинга. На этом же месторождении нижний этаж зоны нефтегазоаккумуляции образован выклиниванием и фаціальным замещением коллекторских горизонтов в отложениях эоценового возраста. Выявлены крупные месторождения Кеттлмен Хиллз, Элк Хиллз, Керн-Ривер, Коалинга (см. табл. 1).

На северо-западе впадины Сан-Хоакин находятся зоны газонакопления, связанные с пологими антиклинальными складками, не осложненными разрывами. Напротив, зоны газонакопления на северо-восточном борту экранированы нарушениями и связаны одновременно с выклиниванием коллекторских горизонтов в миоцене и плиоцене вверх по выклиниванию слоев. Здесь находится крупное месторождение Рио Виста с запасами в 1000 млрд. м<sup>3</sup> газа.

Впадина Лос-Анджелес располагается между Береговой Кордильерой на востоке и поднятием о. Санта-Каталина на западе. Она ориентирована по простиранию кайнозойских горных сооружений, а мощность вулканогенно-осадочной толщи в ее пределах достигает 8 км. Эта толща представлена преимущественно мелководно-морской терригенной формой позднемелового - кайнозойского возраста. Однако в зонах нефтегазоаккумуляции, которые в структурном отношении представляют собой серии эшелонированных локальных поднятий, разбитых сбросами и взбросами продольной и поперечной ориентировки, породы верхнего мела - палеогена отсутствуют. Подобная обстановка, например, имеет место на месторождении Уилмингтон, где отложения среднего миоцена залегают на трещиноватых породах францисканской серии.

Регионально выдержанные коллекторские пласты и пачки во впадине Лос-Анджелес приурочены к отложениям миоцен-плиоценового возраста. Они характеризуются хорошими коллекторскими свойствами - пористостью 25-40% и проницаемостью до 700-1500 мД. Отдельные коллекторские пласты и пачки, встреченные в отложениях среднего миоцена - верхнего мела, обладают низкими коллекторскими свойствами. Суммарная мощность нефтегазоносных горизонтов в верхнем миоцене и нижнем плиоцене достигает

75-360 м, а глубина залегания этих горизонтов изменяется от 600 до 2900 м.

Во впадине Лос-Анджелес обнаружено четыре крупных месторождения: Уилмингтон, Хантингтон, Лонг-Бич, Санта Фе Спрингс (см. табл. 1).

Общая площадь морского продолжения впадины Лос-Анджелес составляет 47,9 тыс. км<sup>2</sup>. По подсчетам Ф.С. Паркера, прогнозные геологические запасы морской части впадины Лос-Анджелес превышают 10 млрд. т, следовательно плотность запасов может достигать 200 тыс. т/км<sup>2</sup>.

Впадина Вентура - Санта-Барбара большей своей частью приурочена к району одноименного пролива и ориентирована вкрест основного простирания Кордильеры Береговых хребтов. Мощность вулканогенно-осадочной толщи в ее осевой зоне достигает 18-20 км. В формационном составе этой толщи принципиальных отличий от впадины Лос-Анджелес нет.

Месторождения нефти и газа связаны с линейными зонами субширотного простирания, развитыми как на бортах так и в наиболее погруженной осевой части впадины. Наиболее протяженными зонами нефтегазонакопления являются Инглвуд - Пойнт-Консепшн и Вентура - Дос-Куадрес. В состав последней, приуроченной к центральной части впадины, входит наиболее крупное месторождение Вентура, находящееся на суше (см. табл. 1). Зоны нефтегазонакопления представляют собой серию антиклинальных складок субширотного простирания с углами падения на крыльях 25-75°, сложенных эшелонированно и разбитых разрывными нарушениями.

Ловушки пластово-сводовые, тектонически экранированные и значительно реже комбинированные - структурно-литологические, связанные с замещением пластов-коллекторов непроницаемыми породами.

Всего известно более 60 месторождений, из них 20 морских и с морским продолжением. Региональные коллекторские пласты и пачки эоцен-верхнеплиоценового возраста характеризуются пористостью от 15 до 40% при проницаемости от первых десятков до 1000 мД. Суммарная мощность нефтегазонасыщенных горизонтов варьирует от 22 до 480 м, глубина их залегания изменяется от 730 до 4850 м.

В ряде месторождений впадины Вентура - Санта-Барбара отмечены аномально-высокие давления. Эти давления (по Berry, 1973) являются здесь результатом того, что ин-

версионные подвижки по сбросам служат барьером для движения флюидов по латерали.

Начальные разведанные запасы во впадине Вентура – Санта-Барбара составляют 498,5 млн. т, из которых 143 млн. т приходится на небольшой участок Санта-Инез площадью лишь 600 км<sup>2</sup> (месторождения Пескадо, Хондо, Сакате). Плотность разведанных запасов составляет около 50 тыс. т/км<sup>2</sup>, достигая в районе Санта-Инез 250 тыс. т/км<sup>2</sup>. Прогнозные геологические запасы оцениваются в 1 млрд. т, что отвечает плотности в 100 тыс. т/км<sup>2</sup> (Parker, 1971).

Среднее значение плотности прогнозных геологических запасов для всей площади шельфовой зоны Калифорнийских бассейнов составляет около 32 тыс. т/км<sup>2</sup>. Для отдельных, более изученных районов, эти значения возрастают до 100–200 тыс. т/км<sup>2</sup>. В районах крупных месторождений плотность разведанных запасов достигает уникальных значений в 250 тыс. т/км<sup>2</sup> и даже 7–8 млн. т/км<sup>2</sup>.

Группа бассейнов Центральной Америки и Карибского региона включает: Панамский (35), Центрально-Американский (36), Гренада (37), Южно-Гаитянский (38), Северо-Гаитянский (39), Ямайский (40) и Южно-Кубинский (41) бассейны. Основное отличие этой группы от других бассейнов активных океанических окраин (за исключением Западно-Командорского и Сулавеси) заключается в том, что бассейны Гренада и Южно-Кубинский распространены не только на шельфе, но и в глубоководных котловинах Карибского моря – первый в одноименной, а второй в Юкатанской. Эти два бассейна характеризуются повышенной мощностью уплотненной вулканогенно-осадочной толщи, превышающей 4–6 км. В Северо-Гаитянском бассейне мощность уплотненных осадков более 8 км. Нефтегазоносность осадочных бассейнов этой группы практически не изучена. В межгорных впадинах Кубы и Гаити известно до 20 небольших по запасам месторождений с залежами в вулканогенных и вулканогенно-осадочных породах.

Осадочные бассейны северо-восточного и северо-западного секторов Тихоокеанского подвижного пояса: Прибрежно-Тихоокеанский, Южно-Аляскинский, Алеутские, Западно-Командорский, Центрально-Камчатский, Восточно-Камчатский и Восточно-Курильский (43–49) почти целиком скрыты в относительно мелководной области продолжения структур горных и островных дуг. В этих бассейнах промышленные месторождения нефти и газа пока единичны (Каталла).

Известны многочисленные, порой довольно значительные нефтегазопроявления (Богачовка, Якатага и др.).

Главенствующее простираение вулканогенно-осадочной толщи контролируется, как и в других бассейнах активной океанической окраины, серией субпараллельных разломов глубинного заложения. Известны также системы разломов поперечной ориентировки, например, субмеридиональной в пределах Алеутских или северо-западной в Камчатско-Курильских бассейнах. Поперечные разломы в островных дугах повсеместно являются более древними, по отношению к продольным, что свидетельствует о новообразовании и современных активных океанических окраин, равно как и осложняющих их строение структурных элементов. Осадочные бассейны имеют удлиненную форму, соотношения между продольной и поперечной осью колеблются от 5:1 до 10:1. Сочленение отдельных бассейнов между собой, а также осложняющих их строение поднятий и прогибов – кулисообразное, обусловленное сдвигами по секущим разломам. Площадь отдельных бассейнов, например, Восточно-Камчатского или Центрально-Камчатского, довольно значительна и достигает 200–250 тыс. км<sup>2</sup>. Мощность вулканогенно-осадочного чехла в различных бассейнах изменяется от 2 до 14 км, составляя в среднем 6–8 км. Амплитуда зон поднятий достигает 2–6 км. Минимальной мощностью чехла характеризуются осадочные бассейны, связанные с Алеутской дугой, а максимальной – Южно-Аляскинский бассейн. По мощности чехла Центрально-Камчатский и Восточно-Камчатский бассейны весьма близки к Южно-Аляскинскому. Осадки чехла представлены (по крайней мере на континенте и островах) раннеорогенными образованными эоцен или олигоцен-плейстоценового, а порой неоген-плейстоценового возраста. Зоны максимальных мощностей чехла бывают смещены относительно геометрической оси бассейна, а в тех случаях, когда намечается два структурных этажа в чехле, поднятию в кровле нижнего соответствует ось прогиба в верхнем. Например, на шельфе Алеутского бассейна и бассейна Абукума.

Осадочный бассейн Абукума (50) торцеобразно сочленен с Восточно-Курильским и располагается на Тихоокеанском шельфе островов Хоккайдо и Хонсю. Он состоит из двух явлин, выполненных вулканогенно-осадочной толщей мощностью до 1-1000 м (северная) и свыше 6000 м (южная). Локальные поднятия, осложняющие строение этих яв-

дин, иногда рассечены разрывными нарушениями. В составе вулканогенно-осадочного выполнения принимают участие: вулканогенная формация позднемелового (?) возраста, представленная андезитами и риолитами, туфами и прослоями и терригенных пород; мелководно-морская и параличская угленосная осадочно-вулканогенные формации кайнозойского возраста. Докайнозойский и кайнозойский структурный планы, по-видимому, не совпадают.

В бассейне пока выявлено два газовых месторождения. Одно на о. Хоккайдо (Дзэбан) и второе (Иваки) – на шельфе. Морское месторождение приурочено к антиклинальной складке и содержит шесть пластово-сводовых залежей в отложениях кайнозойского возраста. Продуктивные пласты находятся в интервалах глубин 2013–2105 м и 2250–2700 м, а начальный дебит составляет 320–720 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Осадочный бассейн Симанто (51) находится на Тихоокеанском шельфе островов Хонсю, Сикоку и Кюсю. В составе его осадочного выполнения, мощностью свыше 8000 м, принимают участие флишевая формация позднемелового – палеогенового возраста, мелководно-морская терригенная и параличская формации неоген-четвертичного возраста. Известны лишь небольшие месторождения водорастворенного газа в породах миоцена.

Осадочный бассейн Рюкю (52) располагается вблизи одноименных островов. По строению во многом подобен бассейну Симанто, являясь, по сути дела, его структурным продолжением. Мощность вулканогенно-осадочной толщи достигает здесь 6 км. В пределах бассейна на о. Окинава миоцен-плейстоценовая толща залегает непосредственно на нерасчлененных породах мезозоя, вскрытых на глубине 978 м. В этой толще выявлено шесть песчаных пластов общей мощностью 363 м (Natural..., 1970). Притоки газа из упомянутых пластов были получены в интервалах глубин 312–364 м и 830–940 м, начальные дебиты не превышали 900 м<sup>3</sup>/сут.

Филиппинские осадочные бассейны (53) сформировались в пределах одноименной островной дуги. В структурном отношении представляют серию небольших по площади, замкнутых и полужамкнутых межгорных впадин, расположенных как во внутренней части дуги, так и на ее восточном обрамлении, отделенном глубоководным желобом, от Западно-Филиппинской котловины. Мощность вулканогенно-осадочной толщи около 2 км, но иногда достигает 4–6 км.

В Филиппинских осадочных бассейнах выявлено девять небольших по запасам нефтяных и газовых месторождений. Восемь из них находятся во впадинах Кагаян и Себу.

Во впадине Кагаян нефтегазоносную толщу слагают вулканогенно-осадочная формация палеогенового, карбонатно-терригенная неогенового и вулканогенно-осадочная плейстоценового возраста. Два газовых месторождения, известных в этой впадине, связаны со структурными, тектонически экранированными ловушками. Залежи пластовые, сводовые. Коллекторы терригенные, поровые и карбонатные трещинные. Глубина залегания газоносных пластов, вскрытых в миоцене, 1310-1315 и 2184 м. Начальные дебиты 170-200 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Во впадине Себу, являющейся основным нефтегазодобывающим районом в Филиппинских бассейнах в составе осадочной толщи участвуют мелководно-морские карбонатная, рифовая и терригенная формации неоген-плейстоценового возраста, суммарной мощностью свыше 4 км. Обнаружено четыре нефтяных и два газовых месторождения. Ловушки и коллекторы по возрасту и типу аналогичны отмеченным для впадины Кагаян. Глубины залегания газовых залежей 550-1160 м, нефтяных - от 150 до 1150 м. Начальные дебиты крайне низкие: нефти 4-27 т/сут, газа 24 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Яванско-Суматринский осадочный бассейн (56) состоит из серии кулисообразно сочлененных впадин, протягивающихся к юго-западу от Никобарской островной дуги, между вулканическими дугами Суматры - Явы и Яванским глубоководным желобом, вплоть до юго-западного окончания Тиморского глубоководного желоба. Мощность вулканогенно-осадочной толщи в отдельных впадинах увеличивается в юго-восточном направлении от 2 до 8 и более километров. Вдоль островного борта Яванского глубоководного желоба в вулканогенно-осадочной толще известны надвиги в юго-западном направлении.

Нефтегазоносная толща представлена мелководно-морской и паралической терригенно-карбонатной, терригенной и вулканогенно-осадочной формациями, возрастной диапазон которых меняется в отдельных впадинах от эоцен-плейстоцена до плиоцен-плейстоцена. Морские газовые месторождения обнаружены во впадинах Мелабох и Ниас, тяготеющих к западному побережью о. Суматра. Коллекторами являются рифовые известняки и песчаники верхнего миоцена - нижнего плиоцена. Глубина залегания продуктивных го-

ризонтов от 977 до 3070 м. Начальные дебиты 118-530 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Центрально-Суматринский осадочный бассейн (55) состоит из двух межгорных впадин, отделенных друг от друга структурной седловиной. Впадины располагаются между позднеальпийскими сооружениями Центрально-Суматринского антиклинория и палеозоидами Малаккского полуострова. Мощность вулканогенно-осадочной толщи, выполняющей эти впадины, от 1 до 3 км. В современном структурном плане преобладают складки, ориентированные согласно с простираем позднеальпийских сооружений. Наряду с ними имеются цепочки локальных поднятий, располагающиеся косо или даже резко дискордантно к структурам обрамления. Эти системы складок северо-восточного простираения развиты в основном в южной впадине и, как правило, тяготеют к зонам поперечных разломов, пересекающих не только сооружения Суматры, но и океаническое ложе в северо-восточной области Индийского океана. В разрезе чехла участвуют: прибрежно-морская формация олигоценного возраста; рифовая, мелководно-морская и вулканогенно-осадочная формации миоценового возраста; прибрежно-морская терригенная и континентальная вулканогенно-осадочная формации плиоцен-четвертичного возраста.

В Центрально-Суматринском бассейне выявлено 47 нефтяных и одно газовое месторождение. Залежи нефти приурочены к отложениям нижнего - среднего миоцена, газа - верхнего миоцена - нижнего плиоцена. Коллекторами являются песчаные пласты и пачки в интервале глубин от 80 до 1800 м. В структурном отношении месторождения связаны с антиклинальными складками различного типа, осложненными разрывными нарушениями, амплитудой от 180 до 915 м (Soeparjadi; Slocum, 1973). Среди крупных месторождений, известных в данном бассейне, - Дури, Бекасап и Минас (см. табл. 1). Все крупные месторождения находятся в северной, собственно Центрально-Суматринской впадине. Они располагаются либо в осевой зоне, либо на бортах или центриклинальных окончаниях. Интересной является позиция и строение месторождения Минас. Это месторождение находится на юго-восточной центриклинали бассейна, вблизи структурной седловины в области сокращения суммарной мощности нефтегазоносной толщи до 1,5-2 км. Размеры антиклинали Минас 8 x 24 км, а залежь содержится на глубине 730-800 м. Гранулярный коллектор

характеризуется пористостью 28% и проницаемостью до 1 Д. Начальные разведанные запасы в Центральном-Суматринском бассейне составляют  $\approx 1400$  млн. т, а их плотность - 8,5 тыс. т/км<sup>2</sup>, при максимальной плотности в собственно Центральном-Суматринской впадине до 275 тыс. т/км<sup>2</sup>.

Иравадийско-Андаманский бассейн (54) также состоит из ряда межгорных впадин (с севера на юг - Чиндуин, Минбу, Дельта Ситтонг, Андаманская и Северо-Суматринская), кулисообразно сочленяющихся друг с другом.

Северные впадины (Чиндуин, Минбу, Дельта Ситтонг) располагаются между позднеальпийскими сооружениями и Аракан-Йомы и байкальско-каледонскими складчато-метаморфическими комплексами Бирмы. Эти впадины в поперечном сечении асимметричны, причем их осевая зона смещена к западу. Мощность орогенных формаций кайнозойского возраста достигает здесь 15 км. Структурные элементы западного обрамления Иравадийско-Андаманского бассейна прослежены в море. Основная их особенность - это все более позднее окончание геосинклинального режима в направлении с северо-запада на юго-восток от хребта Аракан-Йома через Никобарскую дугу до внешней дуги Банда. В Андаманской впадине, занимающей более половины площади одноименного шельфа, область максимальной мощности (до 10 км) осадочного чехла, в отличие от северных впадин, сдвинута к востоку. К западу непосредственно на продолжении северных впадин находится система рифтов в Андаманском море, охватывающая и глубоководную котловину. В пределах последней уплотненные осадочные породы скорее всего отсутствуют. Крайним южным звеном данного бассейна является Северо-Суматринская впадина, где мощность чехла до 6 км. Вулканогенно-осадочная толща бассейна в целом характеризуется изменениями формационного состава как в разрезе, так и по латерали. В ее основании залегает терригенная формация эоцен-раннемиоценового возраста, паралическая на севере и мелководноморская на юге, включающая иногда рифовые известняки. Далее следуют мелководно-морская терригенная и вулканогенно-осадочная континентальная формации позднемиоценового возраста. На отдельных участках образования среднего - позднего палеогена и раннего миоцена отсутствуют.

В северных впадинах известно 17 нефтяных, три нефтегазовых и одно газовое месторождение. Месторождения



приурочены к асимметричным брахиантиклиналям, осложненным разрывными нарушениями. Локальные поднятия, в свою очередь, объединяются в приподнятые зоны, обладающие дискордантной субширотной ориентировкой на севере и секущей, северо-западной, на юге. Месторождения преимущественно многопластовые (Енангъяунг более 50 продуктивных пластов) и содержат залежи пластовые сводовые, тектонически и частично литологически экранированные. Известны единичные случаи залежей, приуроченных к моноклинали – литологическая залежь месторождения Енанма (Успенская, Таусон, 1972). Залежи сосредоточены в песчаных пластах олигоценового и миоценового возраста. Пористость гранулярных коллекторов до 25%, проницаемость от 20 до 1500 мД.

Еще одна группа промышленных месторождений из 28 нефтяных и газовых выявлена в бортовой части южной центриклинали Северо-Суматринской впадины. Среди этих месторождений два морских. Месторождения связаны как со структурными, так и с литологическими ловушками – рифовыми массивами. Соответственно, залежи пластовые сводовые и стратиграфически экранированные. Месторождения многопластовые, а глубина залегания продуктивных пластов от 50 до 3470 м. С литологической ловушкой, рифовыми известняками ранне-среднемиоценового возраста связано крупное газоконденсатное месторождение Арун. Мощность продуктивной зоны 330–360 м, начальный дебит скважин до 400 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа и 70 т/сут конденсата. Суммарные разведанные запасы в Иравадийско-Андаманском бассейне около 200 млн. т нефти и 450 млрд. м<sup>3</sup> газа, а их средняя плотность около 5 тыс. т/км<sup>2</sup>.

Осадочные бассейны в юго-западном секторе Тихоокеанского подвижного пояса: Сулавеси (57), Северо-Новогвинейские (58), Бугенвиль (59); Соломоновых островов (60), Новогбридский (61), Новокаледонские (62), Фиджи (63) и Тонга (64) изучены, главным образом, методами морской геофизики. Максимальная мощность вулканогенно-осадочной толщи (до 10 км) присуща бассейну Соломоновых островов и Новогбридскому, а минимальная (2–4 км) – бассейнам Фиджи и Тонга. В данной подгруппе бассейнов пока выявлено лишь одно морское газовое месторождение в Ирианской впадине Северо-Новогвинейского бассейна, а также известны нефтегазопроявления в бассейнах Фиджи и Тонга.

Наличие нефтегазопроявлений в бассейне Тонга весьма интересно, поскольку по комплексу показателей в его пределах следует предполагать малоблагоприятную для нефтегазонакопления обстановку. В тектоническом отношении и бассейн Тонга представляет собой относительно узкую рифтогенную впадину, обрамленную с запада поднятием Колвилл-Лау и с востока антиклинорием дуги Тонга - Кермадек. В дуге Тонга вулканическое основание перекрыто осадочными породами эоценового-плейстоценового возраста (Katz, 1976). Вулканогенно-осадочный чехол, мощностью до 4-5 км, резко выклинивается при приближении к поднятиям, нивелируя очень сложно построенный вулканический рельеф, изобилующий естественными карманами - ловушками для осадочного материала. В его составе участвуют мелководно-морская карбонатная формация позднеэоценового возраста, вулканогенно-осадочная формация миоценового возраста и рифовая формация раннего плиоцена - плейстоцена. На о. Тонгатапу дуги Тонга - Кермадек в гидрогеологических скважинах были отмечены притоки нефти и нефтепроявления. Кроме того, нефтепроявления были зафиксированы в плейстоценовых рифовых массивах.

Основные особенности в обстановке нефтегазонакопления, размещения и формирования месторождений в осадочных бассейнах современных активных океанических окраин Тихоокеанского и восточной части Средиземноморского подвижных поясов Земли определяются, прежде всего, чертами различия в их геологическом строении. Различие проявляется в стратиграфическом диапазоне потенциально нефтегазонасыщенной вулканогенно-осадочной толщи, охватывающем интервал от раннего мела (или даже юры, если иметь в виду трещиноватые коллекторы францисканской серии) до плейстоцена (Притихоокеанский, Калифорнийский и некоторые другие бассейны) или от олигоцен-миоцена до плейстоцена, что присуще, главным образом, осадочным бассейнам запада Тихоокеанского подвижного пояса. Среди осадочных бассейнов современных активных океанических окраин могут быть выделены три подтипа: позднемезозойский, раннекайнозойский и позднекайнозойский. Позднемезозойский подтип осадочных бассейнов является наиболее перспективным для поисков крупных зон нефтегазонакопления, а позднекайнозойский - менее перспективным. Именно в позднемезозойском подтипе осадочных бассейнов выявлены такие крупные месторождения нефти и газа, как Ами-

стад, Хантингтон, Лонг-Бич, Вентура и другие. Довольно крупные месторождения открыты и в некоторых бассейнах раннекайнозойского подтипа - Иравадийско-Андаманском, Центральном-Суматринском.

Закономерности размещения и формирования месторождений, которые пока могут быть намечены лишь на ограниченном числе бассейнов, определяются промышленной нефтегазоносностью дельтовых отложений эоцен-миоценового возраста и повышенными масштабами газонакопления; преобладанием литологического типа ловушек, характеризующихся сочетанием литологических и тектонических экранов; последовательным увеличением масштабов промышленной нефтегазоносности в направлении к более погруженным структурным элементам осадочных бассейнов; широким спектром пород-коллекторов, включающим: гранулярные терригенные, гранулярные и трещиноватые вулканогенно-осадочные, вулканогенные (прежде всего риолитовые туфы, являющиеся частью "формации зеленых туфов") и метаморфические комплексы; трещинные карбонатные, в том числе и рифовые массивы. Однако ведущей остается роль терригенных коллекторов мелководно-морского и паралического генезиса, на долю которых приходится 63,3% продуктивных горизонтов. В континентальных породах содержится 10% этих горизонтов, карбонатных - 20% и осадочно-вулканогенных - 6,7% (табл. 2).

Между объемами вулканогенно-осадочной толщи, в подавляющем большинстве случаев не превышающими  $0,5-1$  млн. км<sup>2</sup>, и средневзвешенной мощностью соотношения обратные (рис. 5). Значения средневзвешенной мощности, как правило, изменяются от 2 до 4 км. Взаимосвязи между средневзвешенной мощностью, объемом и плотностями запасов могут быть намечены лишь в первом приближении, поскольку число представительных случаев невелико. При значениях средневзвешенной мощности от 2 до 4 км плотность запасов может составлять 5-15 тыс. т/км<sup>2</sup>. К последней категории относятся Северо-Гаитянский, Южно-Кубинский, Калифорнийский, Восточно-Камчатский, Абукума, Иравадийско-Андаманский, а также шельф Новокаледонских бассейнов (см. рис. 5). Все эти бассейны следует рассматривать как перспективные для обнаружения крупных скоплений нефти и газа. При этом подавляющая часть площади морского продолжения бассейнов современных активных океанических окраин требует дальнейшего изучения как геофизическими,

## Бассейны современных активных океанических окраин

Литологический тип пластов-коллекторов	Глубина залегания регионально-продуктивных горизонтов, М								% по типам коллек- торов
	<1000	1000- 1500	1500- 2000	2000- 2500	2500- 3000	3000- 3500	3500- 4000	>4000	
Терригенные:									
мелководноморские	2	1	4	1	1	1	1		36,6
паралические	2	2	1	1		2			26,7
континентальные	3								10,0
Карбонатные		1	1	4					20,0
Вулканогенно-осадочные							1	1	6,7
Вулканические и метамор- фические:									
трещинные									
поровые									
% по глубине залегания	23,4	13,3	20,0	20,0	3,3	10,0	6,7	3,3	100

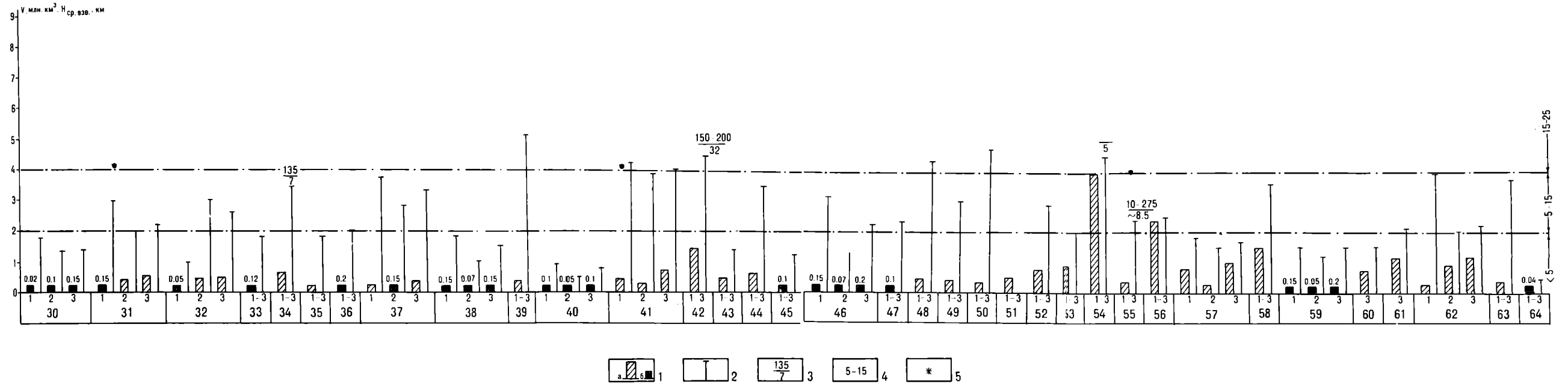


Рис. 5. Гистограмма соотношения между объемами и средневзвешенной мощностью вулканогенно-осадочной толщи в бассейнах современной активной океанической окраины

1 - объем вулканогенно-осадочной толщи: а - в масштабе, б - вне масштаба; 2 - средневзвешенная мощность; 3 - значение плотности разведанных запасов по состоянию изученности на 1977 г.: в числителе - в зонах нефтегазоаккумуляции и в знаменателе - в среднем для данного бассейна; 4 - предполагаемый диапазон плотности прогнозных извлекаемых запасов в зависимости от количественной характеристики бассейнов; 5 - значение запасов, подсчитанное авторами данной работы. 30-64 - номера бассейнов см. на рис. 3 и 4.

Цифры под гистограммой: 1 - континент + шельф + континентальный склон; 2 - глубоководная котловина; 3 - осадочный бассейн в целом

так и геологическими (описание разрезов на островах и морское бурение) методами для определения степени перспективности для поисков промышленных скоплений углеводородов. Общая площадь шельфов рассматриваемых бассейнов около 3,5–4 млн. км<sup>2</sup>, а суммарные прогнозные геологические запасы могут быть оценены в 50–80 млрд. т условного топлива, что в среднем соответствует плотносги запасов в 15–20 тыс. т/км<sup>2</sup>

### Осадочные бассейны древних (палеозойских и мезозойско–раннекайнозойских) активных окраин

Эта группа бассейнов расположена в пределах обширной, весьма сложного строения, переходной зоны (транзиталь по Л.И. Красному, 1977) от континентов к Тихому океану (рис. 6). В ней отчетливо различается система крупных блоков (геоблоков). В некоторых блоках достаточно уверенно устанавливаются нисходящие движения, начиная с палеозоя (Северо-Австралийский и др.), в других установлена их мобильность в течение мезозоя и кайнозоя. Высокая подвижность характерна и для типичных перикратонных прогибов на обрамлении Тихоокеанского пояса (например, Альберта). В пределах рассматриваемого региона бассейны образуют два пояса: внутренний и внешний. Внутренний пояс охватывает преимущественно окраинные и внутренние моря запада Тихоокеанского подвижного пояса от Берингова на севере до Кораллового на юге, а также Карибское море. Внешний пояс протягивается от Мексиканского залива до Канадской котловины в Северном Ледовитом океане. В его состав входят Преаппалачский и Западно-Канадский осадочные бассейны, располагающиеся всей своей площадью на континенте, а также Восточно-Китайский бассейн (см. рис. 6). Строение подавляющего большинства осадочных бассейнов древних активных океанических окраин осложнено современными глубоководными котловинами окраинных и внутренних морей. Это обстоятельство свидетельствует об интенсивных процессах рифтогенеза и тектоно-магматической переработки, обусловивших и их отсутствие или резкое утонение гранитогнейсового слоя. При этом упомянутые явления, хотя и в меньшей степени, наблюдались в пределах Преаппалачского, Западно-Канадского и Северо-Австралийского бассейнов.

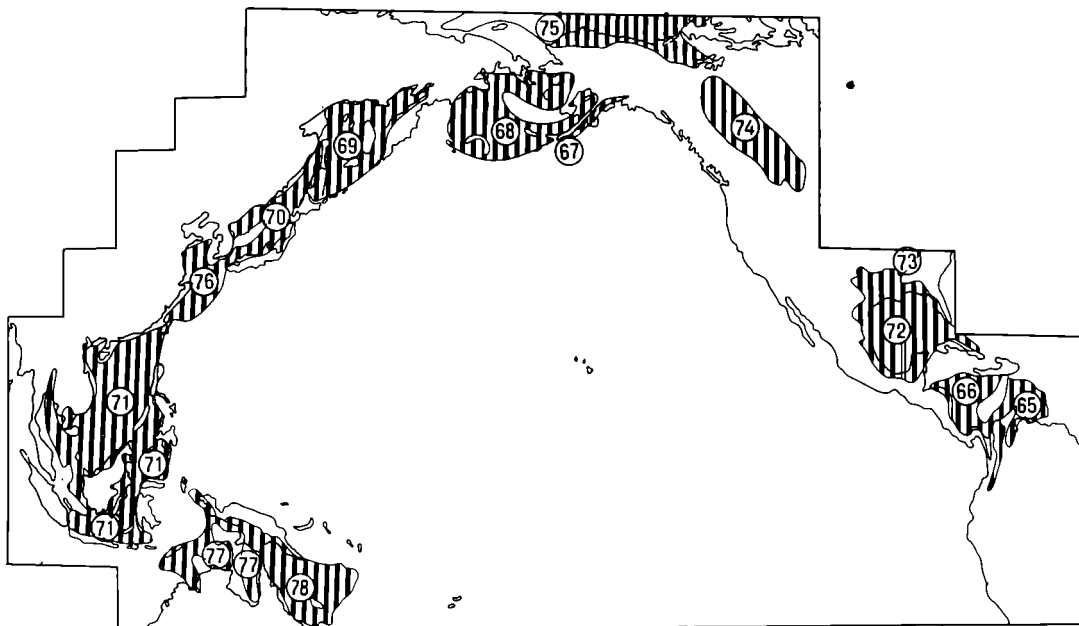


Рис. 6. Схема распространения осадочных бассейнов, связанных с древними активными окраинами

Условные обозначения см. на рис. 3

Осадочные бассейны характеризуются специфическим и млатеральным рядом формаций. Обычно наблюдается замещение платформенных формаций миогеосинклинальными в направлении от платформенных склонов этих бассейнов к складчато-орогенному обрамлению. По вертикали разрезы начинаются и завершаются орогенной формацией. Нижняя отражает начальный, тафрогенный этап развития бассейнов, а верхняя - заключительный, совпадающий с формированием наложенных передовых прогибов.

Осадочные бассейны, связанные с окраинными и внутренними морями Земли, были подразделены ранее на четыре группы: 1 - бассейны, сформировавшиеся на склонах древних платформ - раннепалеозойские; 2 - бассейны молодых платформ - преимущественно среднепалеозойские; 3 - бассейны, возникшие в пределах подвижных поясов на раннеальпийском (киммерийском) этапе - позднепалеозойско-раннемезозойские; 4 - бассейны, сформировавшиеся в пределах подвижных поясов на позднеальпийском этапе - преимущественно раннекайнозойские. Первые две группы рассматривались в качестве перикратонных осадочных бассейнов, другие две - как осадочные бассейны внутрискладчатых орогенных впадин (Еременко и др., 1976; Левин, 1974). В пределах рассматриваемого региона находится только часть осадочных бассейнов Земли, сформировавшихся вдоль древних активных океанических окраин, при этом мегабассейны орогенных впадин представляют внутренний пояс, а перикратонные, главным образом, внешний.

Раннепалеозойская группа включает Северо-Австралийский (Арафурское и Тиморское моря), Восточно-Китайский, Западно-Канадский и Преаппалачский бассейны. Два из них - Северо-Австралийский и Восточно-Китайский - сопряжены с современными зонами Заварицкого-Беньофа. Мощность осадочной толщи в бассейнах этой группы, как правило, около 6-8 км, а иногда достигает 10-12 км и более (Северо-Австралийский бассейн). Осадочная толща в бассейнах данной группы, как правило, представлена уплотненными породами. Набор структурных этажей в осадочной толще достигает пяти-шести, а распределение их по латерали сложное. Нижний, каледонский этаж характеризуется скоростями 5,4-3,5 км/сек, герцинский - 5-2,8 км/сек, киммерийский - 4,5-2,7 км/сек, а альпийский этаж, соответственно, скоростями 2,8-2,5-1,6 км/сек. Скорость 1,6 км/сек характерна для неуплотненных молодых осадков.



Как правило, каледонский и герцинский этажи пользуются ограниченным распространением по площади, равно как и верхний, альпийский этаж.

Среднепалеозойская группа включает Коралловоморский Мексиканский (область одноименного залива и его платформенного обрамления), а также Американо-Беринговоморский бассейны. Сопряжением с современной зоной Заварицкого-Беньофа обладает только Коралловоморский бассейн, хотя наклон сейсмофокальной плоскости происходит в противоположном от него направлении. Области наибольших мощностей приносятся на районы глубоководных котловин, которые осложняют строение практически каждого бассейна в этой группе. Набор структурных этажей достигает четырех-пяти, герцинский структурный этаж характеризуется скоростями около 4,8 км/сек, киммерийские этажи - 4,5-3,5 км/сек, а альпийский - от 4,0-3,0 до 2,1-1,8 км/сек. В отличие от раннепалеозойской группы бассейнов герцинский структурный этаж пользуется ограниченным распространением. Орогенные формации наиболее характерны для заключительного этапа геологической истории, мощность их в краевых и межгорных прогибах превышает порой 6 км. Аналогичные значения мощности позднеальпийских структурных этажей намечаются по сейсмическим данным в глубоководных котловинах.

В состав позднепалеозойско-раннемезозойской группы входят: бассейн залива Кука, Беринговоморский (за исключением районов Командорской котловины); Южно-Китайско-Сулу и некоторые другие суббассейны в крупнейшем Индо-Синийско-Яванском мегабассейне; Венесуэльский и Колумбийский в Карибском море, разделенные хребтом Беата. Глубоководные котловины занимают большую часть площади каждого бассейна. Непосредственное сопряжение с современной зоной Заварицкого-Беньофа не имеет места только в Колумбийском бассейне. В остальных случаях наклон сейсмофокальной плоскости обращен в сторону рассматриваемых мегабассейнов. Мощность осадочной толщи составляет в среднем 5-10 км, увеличиваясь иногда до 15 км. Зоны максимальных мощностей в общем приурочены к глубоководным котловинам, но с некоторым смещением в сторону континентального склона (Берингово, Южно-Китайское море и Венесуэльская котловина). Набор структурных этажей сокращен до четырех (Карибское и Берингово моря) и трех (Южно-Китайское море и др.). Герцин-

ский этаж характеризуется скоростями 5,7–4,0 км/сек, киммерийский – 4,6–3,1 км/сек, альпийский этаж – 2,9 и 2,1–1,9 км/сек (Edgar et al., 1971). Пликативные и дизъюнктивные дислокации отчетливо выявлены не только на шельфе, но и в глубоководных котловинах. Наблюдается выклинивание древних этажей и даже их срезание более молодыми. Орогенные формации завершают разрез осадочной толщи, причем их мощность достигает 6–10 км на тех участках шельфа, которые в тектоническом отношении являются элементами краевых и межгорных прогибов (Предтайваньского, Восточно-Калимантанского, Бристольского и др.). Стратиграфический диапазон установленной нефтегазоносности ограничивается, по существу, отложениями кайнозойской эры, но если иметь в виду лагуну Маракайбо, то, вероятно, можно предполагать наличие и региональной нефтегазоносности мезозоя.

В позднемезозойско-кайнозойскую группу входят только Охотоморский и Япономорский мегабассейны. Отличительная черта их глубинного строения – сопряжение с зонами Заварицкого-Беньофа при наклоне сейсмофокальной плоскости в сторону мегабассейна. Глубоководные котловины, совпадающие по местоположению с областями отсутствия гранитоидного слоя, занимают около одной трети их общей площади. Мощность вулканогенно-осадочной толщи весьма изменчива и достигает 4,5–15 км. Зоны максимальной мощности, как правило, тяготеют к шельфу и континентальному склону. В собственно глубоководных котловинах лишь на небольших участках мощность уплотненного осадочного чехла достигает 4 км, составляя почти повсеместно около двух километров и менее. Набор структурных этажей сокращен до трех (Япономорский бассейн и Охотоморский бассейн). Скорости упругих волн в киммерийском этаже составляют 4,6–4,2 км/сек, в альпийском этаже от 4,9–3,6 до 2,1–1,9 км/сек. Высокие значения скорости характеризуют этот этаж на шельфе, а низкие – в глубоководной котловине. В Японском море, где в шельфовой области предполагается присутствие в разрезе каледонско-герцинского этажа, его могут характеризовать скорости 5,8–5,6 км/сек. Киммерийский этаж, как и упомянутый каледонско-герцинский, повсеместно выклинивается в сторону глубоководных котловин. Нефтегазоносную толщу слагают, главным образом, орогенные формации, в том числе и вулканогенно-осадочного генезиса, представленные тупо-

брекчиевой субформацией. Стратиграфический диапазон установленной нефтегазоносности весьма узок, ограничивается отложениями кайнозойской эры, а в большинстве случаев – всего лишь неогенового периода.

Как уже отмечалось, в некоторых глубоко в о д н ы х котловинах наблюдается превышение суммарной мощности осадочной толщи над минимально необходимой для начала процессов уплотнения на несколько километров; в других котловинах, напротив, суммарная мощность осадочной толщи оказывается недостаточной для создания положительного эффективного напряжения. В раннепалеозойской группе в Восточно-Китайском бассейне находится глубоководная котловина Рюкю, возникшая в позднемезозойско-раннекайнозойское время. В ее пределах устанавливается почти точное соответствие между расчетной мощностью неуплотненных осадков и результатами сейсмических исследований. Соответственно, мощность уплотненной вулканогенно-осадочной толщи составляет в котловине Рюкю не менее 5–6 км. В среднепалеозойской группе бассейнов мощность неуплотненных осадков, по существу, оказывается идентичной мощности горизонта со скоростью до 2,2 км/сек только в котловине Сигсби (Мексиканский залив). Это свидетельствует об устойчивом и относительно длительном прогибании в районе этой котловины на заключительном этапе ее эволюции, что подтверждается бурением, вскрывшим здесь глубоководные отложения позднемелового возраста. В Коралломорской котловине расчетная мощность неуплотненных осадков оказывается приблизительно на 1 км меньше мощности горизонта со скоростью 2,2 км/сек. Подобное несовпадение вызвано относительно поздним возникновением Коралломорской котловины, оформившейся в качестве глубоководной лишь в неогене. Таким образом, мощность уплотненной осадочной толщи в рассматриваемой группе бассейнов оказывается всего лишь на 1–2 км менее ее суммарной мощности. В позднепалеозойско-раннепалеозойской группе расчетная мощность слоя неуплотненных осадков в каждой из котловин превышает в полтора-два раза мощность горизонта со скоростями продолных волн до 2,2 км/сек, что свидетельствует, как и ранее, об относительно недавнем их возникновении. Результаты глубоководного бурения также подтверждают это обстоятельство, поскольку Алеутская котловина в Беринговом море существовала в миоцене, а Венесуэльская и Колумбийская

формировались в качестве глубоководных относительно долго, начиная с раннего мела. Современные очертания глубоководной области в Карибском море оформились лишь в плиоцене. В раннекайнозойской группе депрессий соотношения между расчетными и сейсмическими данными неоднозначны в различных котловинах. Расчетная мощность слоя уплотненных осадков в глубоководных котловинах Охотского и Японского морей оказывается несколько более мощности горизонтов со скоростями до 2,2 км/сек. Это обстоятельство свидетельствует о том, что формирование осадочной толщи начиналось при глубинах моря значительно меньших, чем современные. Данные бурения также показывают, что глубоководная Япономорская котловина возникла может быть в начале миоцена.

Таким образом, по крайней мере, в Япономорской глубоководной котловине на долю уплотненных осадков, в разрезе которых могут быть покрывки для скопленных углеводородов, приходится не более 0,5–1 км общей мощности осадочного чехла.

Во внутреннем поясе промышленная нефтегазоносность установлена в Венесуэльском, Колумбийском, заливе Кука, Охотоморском, Япономорском и Индосинийско-Яванском бассейнах.

Венесуэльский осадочный бассейн (65) занимает большую часть площади одноименной глубоководной котловины Карибского моря, а также систему межгорных впадин в позднеальпийских горных сооружениях Анд, открывающихся в сторону этой котловины. В пределах котловины бассейн ограничен на востоке хребтом Авес, а на западе – хребтом Беата. Область максимальной мощности уплотненной осадочной толщи, достигающей 10–12 км, приурочена к южной окраине Венесуэльской глубоководной котловины и вытянута в субширотном направлении. Аналогичной ориентировкой обладает и ряд межгорных впадин на южном шельфе, сочлененных между собой кулисообразно. Мощность осадочной толщи в этих впадинах сокращена до 4,5 км. В одной из них – впадина Фалькон – на суше известно несколько малоледитных месторождений. На морском продолжении этой впадины в заливе Ла Вела обнаружено месторождение Миранго, основная залежь которого связана с трещиноватыми коллекторами метаморфического фундамента.

Две наиболее крупные межгорные впадины – Венесуэльского залива и Маракайбо – ориентированы субмеридионально. Они торцеобразно сочленяются с аналогичными по природе впадинами, расположенными на шельфе. Мощность осадочной толщи в обеих указанных впадинах достигает 10 км. Впадина Маракайбо является пока основным нефтедобывающим районом в Венесуэльском мегабассейне. В разрезе осадочной толщи залегает континентальная красноцветная формация триаса – юры, распространенная спорадически. Выше – мелководно-морская карбонатно-терригенная формация мелового возраста, перекрытая терригенной молассой кайнозойского возраста. Мощность кайнозои достигает 4–5 км.

Во впадине Маракайбо находится одно из крупнейших морских месторождений – Боливар-Костл, открытое более пятидесяти лет тому назад (см. табл. 1). Месторождение многопластовое и состоит из большого числа залежей, наклаывающихся в плане одна на другую. Условно оно подразделяется на отдельные эксплуатационные площади – Бачакеро, Кабимас, Лагунильяс, Сеута, Тиа Хуана, Лама. Кроме Болиvara, в лагуне Маракайбо обнаружено еще три месторождения со значительно меньшими запасами. Залежи находятся в различных стратиграфических горизонтах, от верхнего мела до миоцена. Коллекторы трещиноватые карбонатные и гранулярные песчаные. Однако наиболее продуктивные горизонты приурочены к песчаным пластам эоцена, характеризующимся 30%-ной пористостью. По типу залежи в основном литологические и тектонически экранированные. В известняках верхнего мела залежи массивные. Накопленная добыча нефти в лагуне Маракайбо составляет 2,9 млрд. т, в 1976 г. добыто около 150 млн. т или более 30% общемировой морской добычи. Дебиты весьма высоки от 300–700 до 14500 т/сут. Средняя плотность запасов в лагуне Маракайбо около 250 тыс. т/км<sup>2</sup>. В контуре нефтегазоносности на месторождении Боливар-Костл плотность начальных разведанных запасов достигает 7 млн. т/км<sup>2</sup>.

Всего на юге Венесуэльского мегабассейна открыто более 70 месторождений, начальные разведанные запасы которых оцениваются в 5225 млн. т нефти и 1340 млрд. м<sup>3</sup> газа.

Колумбийский осадочный бассейн (66) представляет собой гетерогенное образование. На юге в его состав входят рифтогенные прогибы Магдалены и Каука-Патия, рас-

секающие Центральную и Западные Кордильеры Анд, а на севере этот мегабассейн охватывает большую часть площади одноименной глубоководной котловины. В меридиональном сечении мегабассейн имеет асимметричную форму с зоной максимальной мощности вулканогенно-осадочной толщи как бы прижатой к южному континентальному склону. Ее значения достигают здесь 6-8 км и снижаются до 2-4 км в прогибах Магдалены и Каука-Пагия. В осадочной толще глубоководной котловины установлены четыре структурных этажа со скоростями 1,9; 2,7; 3,9; 4,8-5,0 км/сек. Самый верхний из них, мощностью 1-1,5 км, слагают неуплотненные осадки. Напротив, нижний этаж со скоростью 4,8-5,0 км/сек представлен, скорее всего, домеловыми вулканогенными и грубообломочными породами, которые накапливались в прогибах, рассекавших предполагаемую горную систему палеозойского возраста (Edgar et al., 1971 и другие).

Промышленная нефтегазоносность установлена в прогибе Магдалены, отдельные месторождения известны в прогибе Каука-Пагия и на западном борту бассейна, газопроявления принципиального значения зафиксированы во многих скважинах глубоководного бурения.

В прогибе Магдалены выделяют три нефтегазоносных района - Верхней Магдалены, Средней Магдалены и Нижней Магдалены. Наиболее близки по обстановке нефтегазоаккумуляции районы Верхней и Средней Магдалены, отделенные друг от друга структурной седловиной. В разрезе участвуют: вулканогенно-осадочная формация триас-юрского возраста, распространенная спорадически; мелководно-морская карбонатно-терригенная формация мел-палеогенового возраста, включающая тела рифовых массивов; преимущественно континентальная молассонидная формация эоцен-неогенового возраста. В этих двух районах обнаружено 67 месторождений, из которых 65 газонефтяных и два газовых. Продуктивные горизонты приурочены к карбонатно-терригенной формации мел-палеогена. Месторождения связаны с асимметричными складками, осложненными сбросами и надвигами. Подавляющее количество разведанных запасов (83%) приходится на интервал глубин 1-3 км. Накопленная добыча на начало 1977 г. составила 190 млн. т нефти. Начальные разведанные запасы достигли 240 млн. т нефти и 73 млрд. м<sup>3</sup> газа, а плотность разведанных запасов - от 10 до 60 тыс. т/км<sup>2</sup>.

В районе Нижней Магдалены существенных отличий в геологическом строении нет. Нефтеносны здесь преимущественно отложения олигоценового возраста, а газоносны - миоценового. Глубины залегания продуктивных горизонтов от 0,7 до 3 км. В этом районе открыто лишь восемь небольших по запасам месторождений, суммарная добыча из которых не превысила 9 млн. т. Начальные разведанные запасы оцениваются в 13 млн. т нефти и 30 млрд. м<sup>3</sup> газ

Бассейн залива Кука (67) состоит из двух крупных межгорных впадин (собственно залива Кука и Чигник) в пределах киммерид Аляски. Впадины ограничены разломами и разделены структурной седловиной. Вулканогенно-осадочная толща смята в крупные складки, часто нарушенные сбросами, которые объединяются в хорошо выраженные антиклинальные зоны.

Мощность вулканогенно-осадочной толщи достигает 12 км сокращаясь на поднятиях до 4-8 км, а на структурных седловинах - до 2-3 км. Мезозойский (среднеюрский - мелвой) комплекс представлен преимущественно мелководно-морскими терригенной, терригенно-карбонатной и вулканогенно-осадочной формациями. Кайнозойский комплекс характеризуется, главным образом, замещением континентальных терригенных формаций параличскими тех же типов от впадины залива Кука к впадине Чигник.

Нефтегазонасность в принципе установлена для среднеюрско-неогенового разреза в целом. Однако промышленные залежи обнаружены пока в отложениях позднего палеогена-неогена. Всего открыто 20 месторождений нефти и газа, из них 12 морских и с морским продолжением. Месторождения приурочены к антиклинальным структурам, залежи сводовой высота нефтяных залежей от 12 до 200, газовых от 150 до 200 м. Глубина залегания нефтяных и газоконденсатных залежей 1610-3400 м (средний олигоцен - нижний миоцен), газовых - 570-3000 м (средний олигоцен - плиоцен). Начальные дебиты нефти 45-430 т/сут, газа - 65-1030 тыс. м<sup>3</sup>/сут. В региональной коллекторской толще (конгломераты Хемлок верхнего олигоцена), содержащей основные скопления нефти, пористость и проницаемость соответственно составляют 7-16% и 10-100 мД. В других коллекторских горизонтах эти значения изменяются от 7-30% и 8-1250 мД. Среднегодовая добыча - 8-10 млн. т нефти, 2-4 млрд. м<sup>3</sup> газа и 4,5 тыс. т конденсата. Начальные извлекаемые запасы нефти оцениваются в 145 млн. т, газа - 130-230 млрд. м<sup>3</sup>,

прогнозные геологические запасы углеводородов от 1,1 до 2 млрд. т. Плотность разведанных запасов составляет в среднем около 6 тыс. т/км<sup>2</sup> и увеличивается в зонах нефтегазонакопления до 30 тыс. т/км<sup>2</sup>.

Особенности формирования и размещения месторождений залива Кука определяются: промышленной нефтегазонасыщенностью континентальных формаций; приуроченностью к низам продуктивной толщи залежей нефти и газоконденсата, к верхам – газа; связью наиболее крупных скоплений с регионально выдержанными конгломератами Хемлок; взаимосвязью зон нефтегазонакопления с крупными поднятиями в бортовых частях впадины.

Берингоморский бассейн (68) охватывает шельф и Алеутскую глубокоководную котловину. Сведения о его геологическом строении базируются преимущественно на результатах морских геолого-геофизических исследований и (Верба и др., 1971; Гершанович, 1969; Ludwig et al., 1971; Patton, Dutro, 1969; Marlow et al., 1976 и другие).

Современный структурный план вулканогенно-осадочной толщи контролируется субширотными и субмеридиональными разломами, причем последние, по-видимому, в большей степени сказываются на строении Алеутской глубокоководной котловины. Субширотные разломы как бы подразделяют Берингоморский бассейн на три части: северную, соответствующую впадинам Нортон и Бетел; центральную, расположенную на Берингоморском шельфе к югу от о. Нунивак; южную, приходящуюся на Алеутскую котловину. В северной части мощность вулканогенно-осадочной толщи изменяется от 2 до 6 км. Ее стратиграфический диапазон, по меньшей мере, охватывает породы от среднепалеозойского до кайнозойского возраста включительно. Центральная часть представлена серией кулисообразно сочлененных между собой крупных впадин – Анадырской, Центрально-Берингоморской и Бристольской с мощностью чехла от 8 до 10 км. В южной части, в Алеутской котловине, мощность уплотненных пород сокращена до 4–6 км. Лишь в отдельных, небольших по площади впадинах, расположенных на южном обрамлении дуги о-вов Прибылова, подводном плато Умнак и прогибах вблизи хребта Бауэрс, эта мощность увеличивается до 8–10 км. В вулканогенно-осадочной толще Берингоморского мегабассейна в первом приближении могут быть выделены следующие структурные



этажи: среднепалеозойский; верхнепалеозойский – нижнемезозойский; верхнемезозойский и кайнозойский. По имеющимся материалам трудно судить о степени распространения нижних двух этажей к югу от дуги Нунивак и в пределах Алеутской котловины. Вулканогенные образования присутствуют в каждом этаже и представлены андезитобазальтовой формацией, а также туфобрекчиевой субформацией.

В отношении нефтегазоносности данный бассейн находится еще в начальной стадии изучения, пока известны лишь нефтегазопроявления, полученные из мезозойских и кайнозойских отложений в скважинах, пробуренных в Анадырской и Бристольской впадинах. Приведенные выше данные о геологическом строении бассейна в целом дают основание выделить в его пределах три относительно самостоятельных суббассейна: Северо-Беринговоморский, Центральнo-Беринговоморский и Южно-Беринговоморский.

Охотоморский осадочный бассейн (69) почти нацело приурочен к одноименной морской впадине. Его отличают две особенности. Одна из них, подмеченная ранее, определяется вогнуто-выпуклой в поперечном сечении формой линзы осадочной толщи (Левин, Хаин, 1971). Вторая – совпадением на большей части площади Охотоморского бассейна подошвы осадочной толщи и подошвы позднеальпийского структурного этажа. Отмечается значительная роль вертикальных движений в эволюции Охотоморского бассейна. Горизонтальные движения также вероятно проявлялись в геологической истории, поскольку ряд структурных элементов бассейна – Поронайскую, Ашвскую, Центральнo-Охотоморскую и Курильскую впадины рассматривают в качестве рифтов. Мощность вулканогенно-осадочной толщи изменяется от 0,5–0,7 км в пределах поднятий, осложняющих внутреннюю область бассейна, до 3–4 и более километров в системах прогибов и впадин. В составе этой толщи принимают участие мелководно-морская терригенная формация позднемелового возраста, характеризующаяся латеральным замещением континентальной формацией в направлении к краевым частям бассейна; вулканогенно-осадочная угленосная континентальная и мелководно-морская терригенная формация кайнозойского возраста. При этом образования палеогена на значительной части площади бассейна скорее всего отсутствуют.

Промышленная нефтегазоносность установлена только на северо-востоке Сахалина и его шельфе. Строение вулканогенно-осадочной толщи здесь осложнено развитием антиклинальных и сопряженных с ними синклинальных структур, группирующихся в протяженные (до 80–120 км) складчатые зоны северо-западного простирания. Четыре таких зоны установлены на глубинах моря до 50 м геофизическими работами. С востока на запад это – Шмидтовская, экваториальное погружение Эхабинской, Одоптинская и Оссойская (Алексейчик, Корнев, Тронов, 1975; Геология ..., 1974).

Основные нефтегазосодержащие горизонты находятся в средне-верхнемиоценовых (дагинская и окобыкайская) и плиоценовых (нутовская свита) образованиях. Дагинская свита имеет мощность 1100–1800 м и представлена двумя фациальными комплексами: относительно глубоководным алевролитоглинистым и прибрежно-морским глинисто-песчаным. Окобыкайская свита достигает мощности 1000–2000 м. По соотношению песчаных и глинистых пород она подразделяется на три подсвиты: нижнюю относительно глубоководную, песчано-глинистую и более мелководную, глинисто-песчаную. Основные залежи на суше приурочены к нижней подсвите мощностью 500–1100 м. Плиоценовые отложения (нижненутовская подсвита) представлены континентальными и прибрежно-морскими образованиями, мощностью более 1000 м. С этой подсвитой связаны относительно крупные залежи на месторождениях Колендо, Мухто и других.

На северо-востоке Сахалина обнаружено 48 месторождений, в том числе 15 нефтяных, 17 нефтегазовых и 16 газовых. Месторождения многопластовые, по запасам относятся к категории мелких и средних. Залежи пластовые сводовые, тектонически и литологически экранированные. Глубина залегания продуктивных горизонтов от первых десятков метров до 2500 м. Площадь локальных поднятий от 2 до 75 км<sup>2</sup>; амплитуда от 50 до 900 м.

Коллекторские свойства пород дагинской свиты – пористость до 30%, проницаемость 2–1000 мД; окобыкайской соответственно – 10–47% и 20–200, редко до 1–2 Д; нижненутовской подсвиты соответственно 20–25% и 1–2 Д.

В восточной части Охотоморского бассейна, на побережье Западной Камчатки, из несколько более древних горизонтов, с контакта верхнего мела и палеогена, с глубин

около 2000 м получен приток конденсата дебитом 6-7 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Япономорский осадочный бассейн (70), подобно Охотоморскому, представляет весьма сложное образование. На его восточной окраине располагаются с севера на юг три крупных впадины: Исикари-Чеховская, Уэцу и Восточно-Цусимская с мощностями вулканогенно-осадочной толщи соответственно 4-5, 6-7 и 12-14 км. К западу от этих впадин находится система рифтогенных прогибов - Япономорско-Татарская и Цусима-Вакаса. В первой из них мощность вулканогенно-осадочной толщи сокращается с севера на юг от 6 до 2 км; во второй с юга на север от 4 до 2-3 км. Отложения кайнозойской эры в полном объеме присутствуют только на северном шельфе Японского моря и, по-видимому, в тяготеющих к нему районах континентального склона. Здесь к ним относятся горизонты с пластовыми скоростями 1,6-2,0; 2,0-3,0; 3,0-3,6 км/сек. Верхнемеловые слои выделяются по пластовым скоростям 3,7-4,2 км/сек (Зверев, Тулина, 1971). На восточном шельфе, а также в глубоководной котловине донеогеновые отложения, скорее всего, отсутствуют. Это мнение находит подтверждение и в результатах глубоководного бурения, поскольку из 1,5-2 км суммарной мощности осадочного чехла в Япономорской котловине, рассматриваемой в качестве рифта, верхние 500 м приходятся на глубоководные осадки позднемиоценового - четвертичного возраста. Верхнемеловые - палеогеновые образования представлены терригенной формацией, образующей миогеосинклипальный комплекс Западно-Сахалинского прогиба; неоген-четвертичные - мелководно-морской терригенной, континентальной и вулканогенно-осадочной формациями.

Масштаб установленной промышленной нефтегазонасности весьма невысок. Во впадинах Исикари и Уэцу выявлено около 40 крайне небольших по запасам месторождений, в том числе девять морских. Среди морских одно нефтяное, четыре нефтегазовых и четыре газовых.

Месторождения нефти и газа приурочены к приразломным антиклинальным зонам, сформировавшимся на складчатом борту прогиба Уэцу или в осевой части его юго-восточного центриклинального замыкания. Наиболее крупное в этом районе морское месторождение Кубики находится в области наибольшего прогибания.

Локальные поднятия в осевой части прогиба имеют преимущественно куполовидную форму или представляют структурные носы, зачастую они рассечены нарушениями различной ориентировки. Месторождения многопластовые (Сарукава - 12, Кубики - 14 продуктивных пластов) и содержат залежи структурного типа - пластово-сводовые, тектонически экранированные, реже литологические. Продуктивные горизонты в верхнем миоцене и плиоцене представлены терригенными породами, а также вулканогенными и пирокластическими образованиями. Верхнемиоценовые песчаники, гудфы и дацитовые агломераты обладают высокой межзерновой пористостью (свыше 20%). Проницаемость песчаников иногда превышает 50 мД. Мощность продуктивных горизонтов невелика и изменяется от нескольких до первых десятков метров. В ряде месторождений, содержащих скопления нефти и газа в вулканогенных коллекторах, установлены аномально-высокие пластовые давления, от 245,8 атм на глубине 1816 м до 355,7 атм на глубине 2310 м (Kujiracka, 1967, Nagara, 1968).

Суммарные разведанные запасы во впадинах Исикари и Уэцу составляют 4-6 млн. т нефти и 47-60 млрд. м<sup>3</sup> газа. По подсчетам японских геологов, прогнозные геологические запасы в шельфовой зоне прогиба Уэцу составляют 5-6 млрд. т условного топлива, что отвечает средней плотности в 5 тыс. т/км<sup>2</sup>. На отдельных участках эта плотность возрастает до 50 тыс. т/км<sup>2</sup>.

Особенности формирования и размещения залежей определяются: приуроченностью зон нефтегазонакопления к приразломным антиклинальным складкам; увеличением размеров ловушек и запасов в направлении от складчатого борта бассейна к осевым частям осложняющих его впадин; наличием аномально-высоких пластовых давлений в вулканогенных и пирокластических коллекторских горизонтах.

Индосинийско-Яванский бассейн (71). На основании морских геофизических исследований в Южно-Китайском море и Сиамском заливе (Parke et al., 1971) в его пределах может быть выделен ряд осадочных суббассейнов: Северо-Индосинийский, Западно-Калимантанский, Сиамский и Восточно-Калимантанский.

Северо-Индосинийский суббассейн включает Тайваньскую, Ханойскую и Меконгскую впадины, на юго-востоке ограничивается окраинным поднятием, прослеженным М. Парке и др. (1971). Тайваньская впадина в тектоническом

отношении рассматривается в качестве краевого прогиба перед фронтом одноименных позднекайнозойских горных сооружений. Оrogenные формации прогиба представлены морскими и континентальными образованиями неоген-плистоценового возраста мощностью свыше 10 км. В западном направлении на небольшом удалении от острова Тайвань мощность осадочной толщи сокращается до < 1 км.

Зоны нефтегазонакопления связаны с протяженными по надвиговым складкам, главным образом, в отложениях позднего миоцена. Локальные структуры узкие, вытянуты размерами около 25 x 5 км, асимметричные, с углами падения на крыльях до 60° и рассечены продольными и поперечными разрывными нарушениями. Месторождения многопластовые, но малодобитные. Залежи пластово-сводовые, тектонически экранированные, приуроченные к горизонтам как мелководно-морского, так и континентального генезиса. Мощность коллекторских пластов и пачек изменяется от 25 до 29 м, а залегают они на глубинах от 300 до 4400 м. Пористость от 10 до 30%. В море в 108 км юго-западнее о. Тайвань в 1974 г. была обнаружена газоконденсатная залежь. Начальный дебит составил 700 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа и около 34 т/сут конденсата.

Западно-Калимантанский суббассейн по тектонической позиции, структуре и природе во многом аналогичен Предтайваньскому прогибу в Северо-Индосинийском суббассейне. От последнего он отделен срединным поднятием, где мощность осадочной толщи сокращается до 2 км и менее. Область наибольшего прогибания почти целиком находится в море. Ее ориентировка меняется от субширотной на западе до северо-восточной на востоке, а суммарная мощность осадочной толщи достигает 8 км. В составе этой толщи принимают участие: мелководно-морская терригенная формация палеоген-раннеплиоценового возраста, содержащая редкие рифовые массивы, а также прибрежно-морская и континентальная формации позднего плиоцена. В направлении от Центрально-Калимантанского антиклинария к морю речные и дельтовые фации замещаются мелководно-морскими, что представляет собой характерную черту строения осадочной толщи. Именно к переходным типам пород, образующим литологические ловушки, приурочены здесь промышленные скопления углеводородов.

Зоны нефтегазонакопления контролируются протяженными приразломными поднятиями и литологическими замеще-

ниями. Локальные структуры представляют собой крупные брахиантиклинали северо-восточного простирания, с углами падения на крыльях 5-10°, рассеченные сбросами (Parke et al., 1971). Месторождения в основном многопластовые. Залежи структурного типа - пластово-сводовые, тектонически экранированные, вскрыты в горизонтах верхнемиоцен-плиоценового возраста. Коллекторами являются песчаные пласты континентального, дельтового и мелководно-морского генезиса. Глубина залегания залежей в плиоцене от 90 до 2150 м, в миоцене - от 915 до 3670 м.

Сиаковский суббассейн, располагающийся в одноименном заливе, в структурном отношении представляет собой обширную пологую впадину платформенного типа. Мощность слабоуплотненных осадков - 2 км. Однако суммарная мощность осадочной толщи может, по-видимому, достигнуть 8-12 км за счет присутствия в разрезе отложений не только кайнозойского, но и более древнего возраста (Dash et al., 1970; Parke et al., 1971).

Формационный состав нефтегазоносной толщи аналогичен имеющему место в Западно-Калимантанском суббассейне. Основная часть месторождений сосредоточена в области наибольшего прогибания, где развиты широкие антиклинальные складки. Месторождения многопластовые и содержат залежи структурного типа. Коллекторами служат песчаные пласты и пакки эоцен(?) - плиоценового возраста. Глубина залегания продуктивных пластов варьирует от 1400 до 3600 м.

Яванский суббассейн образован несколькими межгорными впадинами, сформировавшимися в системе позднеальпийских горных сооружений Суматры и Явы. По отношению к этим сооружениям впадины обладают как продольной, так и секущей ориентировкой и соответственно сочленяются между собой, в отдельных случаях торцеобразно. Вулканогенно-осадочная толща, мощностью до 5 км, выполняющая эти впадины, залегает на мезозойском складчато-метаморфическом комплексе, прорванном поздне меловыми интрузиями. Ее стратиграфический объем увеличивается с запада на восток, где в основании разреза появляются слои эоценового возраста. Формационный состав этой толщи весьма сложный и представлен мелководно-морской терригенной и вулканогенно-осадочной формациями позднего палеоцена, прибрежно-морской формацией позднего палеоцена - раннего миоцена, мелководно-морскими терригенной и карбонатной

формациями миоценового возраста. При этом в самых верхних горизонтах мелководно-морская формация по простирацию замещается континентальной.

В пределах рассматриваемого суббассейна известны две группы морских месторождений. Западная, связанная с приразломной антиклинальной зоной субмеридионального простираания, и восточная, приуроченная к аналогичной зоне, но находящейся на северном борту Северо-Яванской впадины. Месторождения многопластовые (Зелда - 11, Ардж на Е - 9 и т.д.), содержат залежи структурные - пластовые сводовые, тектонически экранированные. Гранулярные, терригенные коллекторы - пески, массивные дельтовые песчаники и конгломераты имеют мощность 40-85 м и характеризуются пористостью 25-36%. Пористость трещиноватых известняков уменьшается с глубиной от 37 до 26%, а мощность варьирует от 10 до 60 м. Пирокластические коллекторы - андезитовые туфы и туфобрекчии в среднем имеют пористость 22% и мощность 200 м. Небольшие притоки нефти (8,1 т/сут) были получены из трещиноватых метаморфизованных глинистых сланцев мощностью 33 м с пористостью 18%. Глубина залегания пластов-коллекторов изменяется от 300 до 3455 м.

Восточно-Калимантанский суббассейн большей, северной частью своей площади располагается в море Сулавеси. Южная окраина этого суббассейна, находящаяся в Макасарском проливе, представляет собой, по-видимому, краевой прогиб горных сооружений мезозойского на Калимантане. Вулканогенно-осадочная толща, выполняющая краевой прогиб, охватывает отложения от эоценового возраста до четвертичного и достигает мощности 10-15 км. В ее составе присутствуют формации мелководно-морского, прибрежно-морского и континентального генезиса. В целом при преобладающей роли терригенных пород встречаются тонкие прослои известняков (нижний - верхний миоцен), лигнитов, углей и туфов (плиоцен).

Группы морских месторождений выявлены в двух районах - северном, на шельфе моря Сулавеси, и южном, в Макасарском проливе, в осевой зоне краевого прогиба (впадина Беликпапан, по терминологии индонезийских геологов). В северном районе месторождения образуют линейную зону нефтегазоаккумуляции, ориентированную в поперечном направлении к главенствующему простираанию структурных элементов. Во впадине Беликпапан намечаются две зоны нефте-

газонакопления: одна, располагающаяся вкрест простирания впадины и имеющая продолжение на суше, и вторая, обладающая субмеридиональной ориентировкой. Интересно, что крупное месторождение Бадак (142 млрд. м<sup>3</sup> газа) располагается изолированно на западном борту впадины Белик-папап. Месторождения приурочены к относительно пологим брахиантиклиналям, рассеченным разрывными нарушениями, большей частью северо-западного простирания. Месторождения часто многопластовые, наибольшее число залежей выявлено на Аттаке – 34. Залежи структурного типа пластово-сводовые, тектонически экранированные. Все скопления нефти, газа и конденсата приурочены к песчаным коллекторам среднего миоцена – плиоцена (последние нефтегазоносны только в пределах моря) с пористостью 35% при проницаемости от нескольких десятков до 4000–5000 мД (Schwartz et al., 1973). Мощность продуктивных горизонтов изменяется от 16 до 200 м, а глубина их залегания от 600 до 3640 м.

В Индосинийско-Яванском бассейне, подавляющая часть площади которого находится в пределах моря, степень изученности в целом пока еще весьма незначительна. Суммарные разведанные запасы, по опубликованным данным, более 600 млн. т. На долю Западно-Калимантанского суббассейна приходится 540 млн. т, Яванского суббассейна – около 70 млн. т и Восточно-Калимантанского суббассейна – 5 млн. т. Плотность разведанных запасов в этих суббассейнах составляет соответственно 27, 10 и 5 тыс. т/км<sup>2</sup>.

Особенности размещения месторождений (Левин и др., 1975) определяются следующим: разнообразием структурных позиций крупных месторождений (в осевых зонах впадин, на структурных седловинах и т.д.); важной ролью поперечных нарушений наряду с продольными при размещении зон нефтегазонакопления, разнообразием типов ловушек; приуроченностью многих месторождений к конседиментационным структурам, формировавшимся с середины плиоцена; связью подавляющего большинства залежей с дельтовыми образованиями; региональной нефтегазоносностью верхнемиоцен-плиоценового комплекса.

Внешний пояс перикратонных мегабассейнов протягивается от Мексиканского залива на востоке до Кораллового моря на юго-западе. Его отличительная черта – это наличие многих крупных по запасам нефтегазодобывающих районов.



В Мексиканском бассейне (72) особенно отчетливы в взаимосвязи между особенностями тектонического строения и размещением месторождений углеводородов. Это обстоятельство объясняется прежде всего наиболее хорошей изученностью данного бассейна. Материалы, характеризующие эти взаимосвязи, приведены в монографиях Г.Э. Меррея (Murray, 1961), В.Е. Хайна (1971); в сводной работе (Future Petroleum, 1971) и других публикациях. Описываемый бассейн, в центральной части которого находится котловина Сигсби с глубинами моря более 4000 м, выполнен толщей осадочных пород мощностью до 16 км. Именно во впадине Сигсби при глубоководном бурении поднят первый нефтенасыщенный керн, а в кепроке соляного купола "Холм Челленджера" обнаружены обломки сероцветных пород позднекаменноугольного возраста. Соответственно, стратиграфический диапазон осадочной толщи в целом растянут от позднего палеозоя (а может быть и несколько более древнего интервала) до плейстоцена. Зоны максимальных мощностей отложений в северной части бассейна (впадина Голф-Кост и шельф) последовательно сменяются к югу для все более молодых образований. При этом максимум мощности неогена находится у края шельфа, а максимумы мощности более древних комплексов располагаются уже в пределах суши. В котловине Сигсби на долю уплотненных пород приходится от 6 до 12 км от общей мощности разреза. В разрезе происходит довольно закономерная смена формаций. Поздний палеозой и триас представлены, по-видимому, континентальной и лагунной формациями - сероцветной, красноцветной и эвапоритовой. Юрский комплекс слагает преимущественно эвапоритовая формация, генезис которой остается невыясненным. Не исключено, что формирование соленосной части этой формации происходило в глубоководных условиях на ранней стадии эволюции Мексиканского залива. Маловой системе соответствует морская терригенно-карбонатная формация в центральной части бассейна. В палеогене преобладает мелководно-морская терригенная формация, а неоген и плейстоцен слагают паралическая и континентальная формации.

Зоны разломов и флексур обуславливают деление Мексиканского бассейна на отдельные структурные зоны. На севере Голф-Коста в нефтегазоносном отношении наиболее важной из них является "зона сводов и прогибов", включающая с запада на восток: прогиб Рио-Гранде, свод Сан-

Маркос, прогиб Тейлор (или Восточно-Техасский), свод Сэбайн, прогиб Северной Луизианы, свод Монро, прогиб Миссисипи, свод Джексон, свод Хиггинс. Свод Сэбайн является самым крупным – 150 км в поперечнике, свод Джексон – наиболее высоким с амплитудой по подошве нижнего мела около 3 км. Эти структуры вытянуты в меридиональном направлении вдоль радиальных разломов, бывших источниками концентрации магматических проявлений в пределах Голф-Коста. В направлении вершины свода Сэбайн выклиниваются песчаники низов верхнего мела – свиты Вудбайн, вмещающие в зоне выклинивания крупное нефтяное месторождение Ист-Тексас. Непосредственно к вершине свода Сэбайн приурочено крупное газовое месторождение Картедж (см. табл. 1). Еще более крупное газовое месторождение Монро находится в вершине одноименного свода. Залежи располагаются в песчаных коллекторах верхнего мела, несогласно срезанных и запечатанных эоценовыми глинами. В формировании еще одного газоносного свода – Джексон – основной также явилась предэоценовая (скорее всего, меловая) эпоха поднятий, вызвавшая сокращение мощности почти всех горизонтов мела к вершине этого свода. Строение прогибов и сводов осложнено многочисленными локальными поднятиями платформенного типа, с падением слоев на крыльях от 2 до 7°. Нефтяные месторождения тяготеют к этим поднятиям в региональных прогибах, а газовые – на сводах.

Прибрежная структурная зона Голф-Коста занимает полосу прибрежной низменности и шельфа. В ее пределах протягивается относительно узкий рифтогенный прогиб, vyplненный осадочной толщей мощностью 12–14 км. Именно здесь находится основная масса соляных куполов, осложняющих общее моноклинальное погружение слоев к центру Мексиканского залива. В слоях кровли куполов, в породах кепрока и в отложениях крыльев купола, проткнутых соляным ядром, находятся многочисленные и нередко весьма богатые нефтяные и газовые залежи (см. табл. 1). В прибрежной структурной зоне известно свыше тысячи нефтяных и газовых месторождений, из которых около 300 открыто в области шельфа. Нефтегазонасными являются песчаники эоцен-олигоцена на суше и миоцен-плиоцена в море. В пределах Прибрежной структурной зоны выделяются три подзоны: северная, центральная и южная, которые различаются по количеству и размерам локальных поднятий;

соотношению солей и терригенного материала на площади (глубина 3660 м); интенсивности тектонических движений и стратиграфическому диапазону доказанной промышленной нефтегазоносности (Powell, Woodbury, 1971; Woodbury et al., 1973). Северная подзона шириной 32–80 км характеризуется горизонтальным залеганием миоцен–плейстоценовой осадочной толщи средней мощностью 3000 м, наличием одиночных, небольших по размерам соляных диапиров и многочисленных разломов, затухающих в отложениях плиоцен–плейстоцена. На глубине 3660 м эвапориты составляют 1% от общей площади распространения осадков. Продуктивны горизонты миоцен–плиоцевого возраста. В центральной подзоне толща плиоцен мощностью до 4250 м смята в складки и рассечена нарушениями. Известно большое количество изолированных крупных соляных куполов (Бей Марчанд, Тимбалиер Бей и другие), сопровождаемых сетью активных разломов. Эвапориты занимают 7–8% площади на глубине 3660 м. Залежи нефти и газа приурочены, преимущественно, к отложениям плиоцен–плейстоцена. Южная подзона характеризуется мощностью плейстоценовых осадков в 3300 м и их промышленной нефтегазоносностью, сокращением мощности более древних отложений, развитием соляных куполов и глинистых диапиров в сочетании с нарушениями и складчатостью. На глубине 3660 м эвапориты занимают 15% площади, а на 7600 м – 50%. Размещение месторождений контролируется солянокупольными структурами различного типа, нарушениями сбросами. Структуры объединяются в ундулирующие линейные гряды субширотного простирания (гряда Бей Марчанд – Тимбалиер Бей – Кейлу–Айленд и др.). Диаметр соляных куполов изменяется от 0,8 до 6,0 км (Vidrin, 1971). Коллекторами служат пески и песчаники как континентального, так и мелководно–морского генезиса. Известны скопления углеводородов, приуроченные к линзам и пластам песчаников в толще глубоководных глинистых сланцев. Бурением доказано наличие коллекторов на глубине 5500 м. В нижней части миоцен–плейстоценового разреза песчаники характеризуются пористостью 13–35% и проницаемостью 0,25 до 15 Д.

На западе Мексиканского бассейна одним из основных структурных элементов является зона Тампико–Тукспа, которая представляет собой крупное поднятие субмериди-

нального простираения, сложенное в основном меловыми и известняками. Соляной диапиризм здесь отсутствует, в ядрах структур находятся биогенные известняки. Эта зона по своему положению и строению весьма похожа на зону сводов и прогибов северного Голф-Коста. Характерно наличие многочисленных интрузий щелочных и основных пород, пересекающих не только мел, но и палеоген. Основная часть скоплений углеводородов сосредоточена в трещиноватых рифовых известняках мелового возраста, отдельные залежи обнаружены в верхнеюрских карбонатных коллекторах. Морские месторождения образуют две зоны нефтегазоаккумуляции: Эбано-Пануко на севере и Голден-Лейн на юге. Зона Эбано-Пануко связана с южным погружением крупного субмеридионального поднятия Тамаулипас. Локальные структуры представляют собой брахиантиклинали, нарушенные многочисленными сбросами в основном северо-восточного простираения. Ориентировка складок меняется от северо-северо-восточной до широтной. Длина структуры Аренке достигает 7 км, амплитуда - 100 м. В зоне Голден-Лейн (Эльб-Абра) рифовые массивы (ап?) - сеноманского (туронского?) возраста высотой порядка 100 м образуют ядра антиклинальных структур, которые перекрыты глинисто-карбонатными отложениями коньяк-маастрихт или известняками олигоцена. Известно большое количество дизъюнктивных нарушений и базальтовых интрузий. Месторождения многопластовые, площадью 22,5 x 1,8 км (Атун), содержат залежи сводовые и стратиграфически экранированные.

К юго-востоку от зоны Тампико-Тукспан находится поперечная впадина Веракрус-Табаско. В ее пределах ныне выявлена одна из крупнейших в мире зон нефтегазоаккумуляции, так называемый "тренд Ла Реформ", представляющий собой продолжение рифового пояса Голден-Лейн. На юге, вблизи Центрально-Американских Кордильер, тренд Ла Реформ обладает широтным простираением, а на востоке и севере - субмеридиональным. Одновременно с изменением ориентировки этот тренд разделяется на две ветви - "западную" и "восточную". причем первая из них протягивается далеко в пределы Мексиканского залива вдоль верхней бровки континентального склона Юкатанского полуострова. Общая протяженность тренда может превысить 500 км. Наиболее изученной является "западная ветвь", где обнаружено 26 месторождений, тогда как на "восточ-

ной ветви" пока выявлено лишь четыре месторождения, из которых три находятся в море. Продуктивные горизонты содержатся в двух различных комплексах: нижнем, рифовом позднеюрско-раннемеловом и верхнем, терригенном палеоцен-эоценовом. Верхний комплекс не только прислонен к нижнему, но и с несогласием перекрывает его на отдельных участках. Предполагается, что верхний комплекс, относящийся к категории депрессионных (относительно глубоководных) фаций, может представлять собой гигантскую стратиграфическую ловушку, наклоненную на восток и север в сторону Мексиканского залива. Оба продуктивных комплекса перекрыты карбонатно-терригенной формацией олигоцен-плейстоцена, выполняющей наложенные впадины Салина (Истмус) и Макусана. Физические свойства органических известняков довольно изменчивы. Пористость от 14 до 26%, а проницаемость в среднем от 42 до 135 мД. Значения проницаемости на отдельных участках увеличиваются до нескольких тысяч миллидарси вследствие интенсивной трещиноватости. Столь же изменчивы начальные дебиты скважин - от 475 до 5090 т/сут. Извлекаемые разведанные запасы 26 месторождений оцениваются в 4,1 млрд. Однако полагают, что по окончании разведки всей зоны Ла Реформ запасы превысят ресурсы двух таких регионов как Саудовская Аравия и Кувейт вместе взятые.

Во впадине Веракрус-Табаско известны также немногочисленные морские месторождения с залежами, приуроченными, главным образом, к песчаным линзам в миоцене, иногда к горизонтам песчаников в олигоцене и плиоцене а также к трещиноватым известнякам верхнего мела. Размещение этих месторождений контролируется соляной тектоникой.

В Мексиканском бассейне к 1977 г. было известно около 4600 нефтяных и 3900 газовых и газоконденсатных месторождений, в том числе 320 - на шельфе. Начальные разведанные запасы составляют: нефти - 9,6 млрд. т; газа - 10,6 трлн. м<sup>3</sup>, в том числе на шельфе 1,3 млрд. т нефти и 7,3 трлн. м<sup>3</sup> газа. По морской нефтедобыче этот бассейн занимает третье место в мире после Персидского залива и лагуны Мараканбо. Суммарная морская нефтедобыча составляла на 1976 г. около 1060 млн. т и газа - 1,1 трлн. м<sup>3</sup>, а годовая в 1976 г. достигала 55 млн. т нефти и 117 млрд. м<sup>3</sup> газа. Суммарные разведанные запасы

на северном шельфе составляют около 2 млрд. т условного топлива, а прогнозные оцениваются в 8,63 млрд. т. Плотность разведанных запасов на площади в 65 тыс. км<sup>2</sup> составляет около 30 тыс. т/км<sup>2</sup>. Средняя плотность разведанных запасов на западном шельфе около 70 тыс. т/км<sup>2</sup>, а в контурах залежей от 2,3 (Аренке) до 3,36 млн. т/км<sup>2</sup> (Голден-Лейн).

Различия в значениях плотностей запасов определяются основными условиями размещения и характером месторождений. В северной, континентальной части бассейна, известны крупные месторождения с залежами в литологических и стратиграфических ловушках в региональных зонах сокращения коллекторских толщ вверх по восстанию слоев. В шельфовой области Голф-Коста распространены продуктивные горизонты с высокими коллекторскими свойствами в дельтовых отложениях миоцен-плиоценового возраста. На западном шельфе, во впадине Тампико-Тукспан залежи связаны, главным образом, с трещиноватыми коллекторами в рифовых массивах и горизонтах известняков. Возникновение зон с повышенными коллекторскими свойствами и терригенных и карбонатных коллекторов на севере (свод Сэбайн и другие) и западе (Голден-Лейн) данного бассейна могло быть вызвано диагенетическими изменениями, происходившими по схеме, предложенной Н.А. Минским (1975).

Преаппалачский бассейн (73) в пределах рассматриваемого региона находится лишь своей юго-западной частью. В поперечном сечении асимметричен с более пологим западным платформенным бортом и относительно крутым восточным, сопряженным с сооружениями Аппалачей. Максимальная мощность осадочной толщи в данном бассейне до 7-13 км. Стратиграфический интервал охватывает палеозой почти в целом от кембрия до нижней перми включительно. До середины каменноугольной эпохи Преаппалачская впадина представляла собой область перикратонных опусканий, где накапливались породы карбонатной и терригенной мелководно-морской формаций. В середине карбона эта область превратилась в передовой прогиб, выполненный молассой. Граница Преаппалачского прогиба и внешней зоны Аппалачей почти на всем протяжении представляет собой пологий надвиг - так называемый Аппалачский структурный фронт.

Предаппалачский бассейн – один из старейших в мире по нефтегазодобыче. Первая скважина была пробурена здесь более ста лет тому назад, а ныне выявлено более 600 нефтяных и 1000 газовых месторождений. Известно около 60 продуктивных горизонтов мощностью 10–30 м, в стратиграфическом интервале от кембрия до карбона. Залежи различных типов – структурные, литологические и стратиграфические. Коллекторы преимущественно терригенные, характеризуются пористостью до 20–22% и проницаемостью до 100 мД. Известны трещиноватые карбонатные коллекторы, приуроченные преимущественно к середине нижнего карбона. Характерной особенностью нефтегазонакопления в средних слоях разреза (девон – ранний карбон) является преимущественная нефтеносность морских фаций и газоносность континентальных.

Особенности формирования и размещения месторождений определяются: преимущественной нефтеносностью осевой зоны Предаппалачского прогиба и газоносностью его бортов; преимущественной нефтеносностью морских и прибрежно-морских фаций; разнообразием типов ловушек; многоплоскостным характером месторождений.

Западно-Канадский бассейн (74) в тектоническом отношении отвечает впадине Альберты, представляющей собой в западной части, прилегающей к Кордильерам Канады, передовой прогиб. Мелководно-морские терригенные формации кембрий-ордовикского, девон-каменноугольного и юрско-раннемелового возраста накапливались в условиях области перикратонных опусканий, а терригенные мелководно-морская и континентальная формации позднего мела – палеогена представляют молассовое выполнение передового прогиба. На долю последних приходится до 2,5 км от общей мощности разреза, составляющей около 4–6 км. Внутреннее крыло прогиба Альберты, являющееся зоной предгорий Кордильер, характеризуется сложным чешуйчато-надвиговым строением, в котором участвуют слои от кембрийских до нижнепалеогеновых.

С Западно-Канадским бассейном связана основная добыча нефти и газа в Канаде. В настоящее время здесь известно более 300 нефтяных и 650 газовых месторождений. Залежи нефти и газа встречаются в отложениях от кембрия до верхнего мела. Однако основные запасы нефти и газа приурочены к отложениям девонского и мелового возраста, причем наиболее крупные промышленные залежи связаны

рифогенными образованиями среднего девона. Последние развиты в осевой зоне впадины Альберты, где месторождения Ледюк-Вудбенд, Редуотер и другие образуют крупную зону нефтегазонакопления. Глубины залегания продуктивных горизонтов составляют 1300–2500 м. Общая мощность пачек коллекторов до 50 м. Пористость 3–10%, проницаемость до 1900 мД, в среднем около 100 мД. В мезозойских и, в частности, меловых отложениях залежи нефти сосредоточены на платформенном борту Западно-Канадского бассейна. Залежи здесь преимущественно литологически и стратиграфически экранированные. Основной продуктивный горизонт – песчаники верхнего мела – залегает на глубине 1500–1600 м. Эффективная мощность песчаников 8–10 м, пористость 14–16%, проницаемость 24–70 мД. Однако даже при таких, не лучших коллекторских свойствах дебиты скважин нередко свыше 100 т/сут.

Известно несколько крупных месторождений, среди которых по запасам выделяется Пембина (см. табл. 1). В пределах описываемого бассейна находится уникальное месторождение битуминозных песчаников нижнемелового возраста – Атабаска. Месторождение приурочено к склону Канадского щита, где мощность осадочной толщи составляет около 1 км, а битуминозных песчаников до 70 м. Общая площадь месторождения – 9350 км<sup>2</sup>. Начальные разведанные запасы нефти в бассейне составляют 2,0 млрд. т, газа – 2,1 трлн. м<sup>3</sup>. Плотность разведанных запасов на всей площади Западно-Канадского бассейна составляет около 4,4 тыс. т/км<sup>2</sup>, увеличиваясь в контурах зон нефтегазонакопления до 17–20 тыс. т/км<sup>2</sup>.

Основные особенности нефтегазонакопления определяются: преимущественной газоносностью центриклинальных оконечаний и нефтеносностью центральной наиболее прогнутаой части; связью крупных скоплений в древних палеозойских породах с рифовыми массивами, а в молодых меловых литологическими и стратиграфическими ловушками; многопластовым характером месторождений.

Амеразийский бассейн (75) располагается за пределами Тихоокеанского подвижного пояса в Арктическом сегменте Земли. В пределах рассматриваемого региона находится лишь его юго-восточная часть, тяготеющая к континентальному склону Канадской котловины. В тектоническом плане представляет собой крайне сложное образование, состоящее из ряда суббассейнов, отделенных друг от друга



структурными седловинами. К числу этих суббассейнов относятся Бофорта, Колвилл и некоторые другие, выполненные осадочной толщей мощностью до 8–10 км. В Канадской котловине, входящей в состав суббассейна Бофорта, мощность улотненных пород до 4–6 км. В суббассейнах Бофорта и Колвилл выявлены месторождения нефти и газа, в том числе уникальное Прадхо-Бей.

В суббассейне Бофорта основной нефтегазоносный район находится во впадине дельты р. Маккензи. Мощность осадочной толщи здесь до 12–15 км. На долю мезозойско-кайнозойского комплекса приходится до 10 км от общей мощности разреза. В составе толщи участвуют карбонатная и рифовая формации ранне-среднепалеозойского возраста (кембрий – низы девона), терригенные и терригенно-карбонатные формации среднепалеозойско-мезозойского возраста, параллическая и континентальная формации палеоген-неогенового возраста. Строение этой толщи осложняют разрывные нарушения меридиональной и северо-восточной ориентировки, а также диапиры (соляные или глинистые), выступающие из нижнемеловых слоев и прорезающие вышележащие отложения. Диапиры получают распространение преимущественно в шельфовой области впадины Маккензи.

Во впадине Маккензи выявлено четыре нефтяных, десяти газовых и четыре нефтегазовых месторождения, в том числе три нефтегазовых месторождения на шельфе. В разрезе выделяют три комплекса пород-коллекторов: карбонатные-трещиноватые нижнего – среднего палеозоя; гранулярные в горизонтах от верхнего девона до мела и гранулярные дельтовые верхнемеловые – палеогеновые. Важнейшие продуктивные горизонты связаны с коллекторскими пластами в верхнем мелу и неогене. Разведанные запасы газа составляют около 200 млрд. м<sup>3</sup>.

Суббассейн Колвилл отделен от суббассейна Бофорта структурной седловиной. Поднятие Барроу подразделяет суббассейн на две впадины. Прогиб Колвилл выполнен орогенным комплексом мезозойско-кайнозойского возраста, мощностью 6–8 и более километров.

В пределах суббассейна известны небольшие по запасам газовые месторождения. На поднятии Барроу выявлена еще одна группа (около 20) также мелких месторождений. Наибольший интерес в этом суббассейне представляет месторождение-гигант Прадхо-Бей. Мощность осадочной толщи в этом районе около 5 км. Месторождение состоит из

трех стратиграфических залежей: в трещиноватых коллекторах карбона (известняки Лисберн); гранулярных – триаса (песчаник Садлрочит); гранулярных – нижнего мела (песчаник Капарак). Дебиты из нижней продуктивной зоны составили до 160 т/сут, средней 1350–2700 т/сут и 1,1 млн. м<sup>3</sup>/сут газа, а из верхней от 135 до 300 т/сут нефти. Разведанные извлекаемые запасы месторождения Прадхо–Бей – 1,4 млрд. т. нефти и 0,7–1 трлн. м<sup>3</sup> газа. Региональная нефтегазонасность нижнего мела в Амеразийском бассейне подтверждена обнаружением ряда месторождений во впадине Маккензи и на Арктических островах Канады (Дрейк–Пойнт и другие).

Восточно-Китайский бассейн (76) занимает юго-восточную часть Желтого моря, а также охватывает одноименную морскую впадину. Потенциально нефтегазонасная толща этого бассейна в области шельфа залегает на протерозойских и каледонских складчато–метаморфических комплексах, которые выходят на поверхность морского дна на северо–востоке Желтого и западе Восточно–Китайского морей. Это обстоятельство свидетельствует о том, что формирование осадочной толщи на ранних стадиях эволюции происходило в обстановке перикратонных опусканий. Перикратонные опускания сменились сопряженными процессами рифтогенеза и орогенеза в раннекайнозойское время, приведшими к возникновению котловины Окинава и развитию островной дуги Рюкю. В пределах бассейна выделяются две области, отделенные друг от друга структурным поднятием, где мощность чехла сокращена до 2–3 км. В западной области, находящейся на шельфе, получают развитие две впадины изометричной формы, выполненные уплотненными породами мощностью до 4–5 км и сочлененные между собой кулисообразно. В восточной области, совпадающей с котловиной Окинава, в структуре чехла преобладают узкие (до 40–50 км) зоны поднятий и трогов. В трогах мощность уплотненных пород увеличена до 6 км, а на поднятиях сокращена до 1–2 км и менее. Структура вулканогенно–осадочной толщи контролируется пересечением систем разломов северо–восточной и северо–западной ориентировки. В разрезе могут быть выделены три структурных этажа: альпийский, характеризующийся граничными скоростями от 2,2 до 4,6 км/сек; киммерийский – 4,4–5,4 км/сек; каледоно–герцинский (?) – 5,3–5,7 км/сек. Два нижних этажа, представленные, по всей вероятности, карбонатной и терригенной формациями, в глубоководной котловине

Окинава отсутствуют. Вблизи устья реки Янцзы (Wege-  
man et al., 1970) открыты газовые месторождения.

Северо-Австралийский бассейн (77) почти всей своей площадью располагается на шельфе морей Арафурского и Тиморского. В тектоническом плане приурочен к северному погружению фундамента Австралийской платформы в сторону мезозойско-кайнозойских геосинклинально-складчатых сооружений Новой Гвинеи и о. Тимор. Формационный состав вулканогенно-осадочной толщи, представленной образованиями фанерозоя, отражает ее накопление в условиях перикратонных опусканий и лишь на крайнем северо-востоке в пределах собственно Предновогвинейского передового прогиба в составе осадочной толщи появляется масса эоцен-неогенового возраста. В структуре чехла преобладают пологие складки. На северо-западе и северо-востоке складчатость становится более напряженной, появляясь взбросо-надвиگی и поднадвиговые складки. В пределах рассматриваемого бассейна выделяются два относительно самостоятельных суббассейна - Арафурский и Тиморский, отделенные друг от друга поперечным поднятием, где мощность чехла сокращается до 2-1 км и менее. В каждом из суббассейнов известны промышленные месторождения нефти и газа.

В Тиморском суббассейне основная группа месторождений выявлена на юге во впадине залива Бонапарта, еще три небольших нефтяных месторождения с залежами в отложениях кайнозойского возраста известны на о. Тимор. Во впадине Бонапарта мощность вулканогенно-осадочной толщи достигает 12 км. Спектр формационного состава этой толщи весьма широк, но условно может быть подразделена на три комплекса: кембрийско-каменноугольный, представленный преимущественно мелководно-морскими терригенными, карбонатными и вулканогенно-осадочными формациями пермско-юрский, который слагают как континентальные так и мелководно-морские терригенные и вулканогенно-осадочные формации; мел-кайнозойский, представленный мелководно-морскими терригенной и карбонатной формациями. Всего здесь выявлено три газовых, газоконденсатных и нефтегазовых месторождения с продуктивными горизонтами в каменноугольных, пермских и триас-юрских слоях. Залежи находятся на глубине 1160-4350 м. Высота залежей до 25 м. Пористость коллекторов до 10-12%, проницаемость до 50-100 мД. Начальные дебиты нефти до 260 т/сут и газа до 275-440 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

В Арафурском суббассейне промышленная нефтегазоносность установлена во впадине Салавати, являющейся осложнением Предновогвинейского передового прогиба. Мощность осадочной толщи здесь свыше 7 км. Верхние мезозойско-кайнозойские ее слои слагают терригенная (триас - палеоцен), терригенно-карбонатная и рифовая (эоцен - плейстоцен) мелководно-морские формации. Здесь обнаружено одно нефтяное и два газоконденсатных месторождения с залежами в рифогенных известняках миоценового возраста. Известняки характеризуются пористостью до 30-31%, проницаемостью 100-1000 мД. Начальные дебиты нефти около 1600 т/сут, конденсата - 500-800 т/сут, газа - до 3800 м<sup>3</sup>/сут.

Таким образом, обстановка нефтегазонакопления оказывается типичной для осадочных бассейнов перикратонного типа. На приподнятом платформенном борту залежи находятся в древних горизонтах позднепалеозойского и раннемезозойского возраста, а вблизи складчатого борта - в рифовых массивах, растущих обычно на краю шельфа. При этом залежи, связанные с рифовыми массивами, отличаются повышенными дебитами нефти и газа.

Коралломорский бассейн (78) меридиональным выступом Австралийской платформы, протягивающимся вдоль полуострова Архенмленд, отделен от Северо-Австралийского мегабассейна. От последнего его отличает наличие глубоководной котловины, занимающей большую часть площади. Суммарная мощность чехла в котловине достигает 8-12 км, из них на долю уплотненных пород приходится от 4 до 8 км. В этой толще выявлены четыре структурных этажа со скоростью 2,1; 3,3; 4,1-4,6 и 5,1-5,4 км/сек (Ewing, Hawkins, Ludwig, 1970; Shor, 1967). Этажи залегают несогласно по отношению друг к другу, самый нижний из них выклинивается вблизи подошвы континентального склона. В палеогеновое и раннемиоценовое время в Коралломорской котловине накапливались мелководно-морские терригенные отложения. Только лишь в среднем миоцене, после кратковременного перерыва в седиментации, центральная часть Кораллового моря погрузилась до абиссальных глубин. В пределах рассматриваемого бассейна могут быть выделены три впадины; Карпентария, находящаяся на западе одноименного залива с мощностью осадочного чехла 1-2 км; Коралломорская, охватывающая глубоководную котловину; Папуа - совпадающая с одноимен-

ным заливом на о. Новая Гвинея. Промышленная нефтегазоносность установлена во впадине Папуа. Мощность вулканогенно-осадочного чехла в этой впадине достиг а е т 7-8 км. В его составе участвуют: терригенная и рифовая мелководно-морские формации юрско-мелового возраста, карбонатная мелководно-морская палеогенового, а также терригенная мелководно-морская и континентальная - неогенового возраста. Во впадине открыто десять месторождений: девять газовых и одно нефтегазовое. Залежи содержатся в песчаниках миоцена на глубине 285-2250 м и рифовых известняках нижнего мела на глубине 1400-1800 м. Месторождения приурочены к пологим антиклиналям, зачастую разбитым взбросами. Залежи сводовые, тектонически экранированные. Начальные дебиты газа до 2,8 млн. м<sup>3</sup>/сут нефти до 220 т/сут.

Группа осадочных бассейнов древних активных океанических окраин, сформировавшаяся в участках повышенной мобильности литосферы Земли, характеризуется комплексом особенностей геологического строения, весьма благоприятных для формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции. В тектоническом отношении зоны нефтегазоаккумуляции располагаются в осевых зонах и на склонах крупных прогибов, в структурных седловинах, являющихся разделами между сопредельными бассейнами и суббассейнами, иногда контролируются разломами, порой они приурочены к длительно развивавшимся сводовым поднятиям, в истории которых довольно значительной была роль магматизма. Некоторые особенности намечаются и в размещении месторождений по площади бассейнов. Они определяются преимущественно газоносностью центриклинальных оконечностей бассейнов и нефтеносностью их наиболее прогнутой, центральной части. На платформенном борту перикратонных бассейнов продуктивными оказываются более древние комплексы нефтегазоносной вулканогенно-осадочной толщи, а на складчатом борту - молассовое выполнение предгорных прогибов и рифовые массивы. Все бассейны с установленной нефтегазоносностью отличаются разнообразием типов ловушек - структурных, литологических, стратиграфических и типов пластов-коллекторов - мелководно-морского, дельтового, континентального и вулканогенно-осадочного генезиса. Это обстоятельство определяет многопластовый характер большинства месторождений, причем крупные скопления связаны во многих случаях с рифовыми массивами,

литологическими и стратиграфическими ловушками. Регионально нефтегазоносными в пределах всех бассейнов являются отложения миоцен–плиоценового возраста, при чем повышенным потенциалом обладают континентальные и дельтовые образования. Из общего количества залежей на долю залежей, связанных с терригенным типом коллекторов, приходится 75%, карбонатным 18,6%, вулканогенно-осадочными и вулканогенно-метаморфическими 6,2%. На глубинах менее 1000 м находится 20,6%, от 1000 до 3000 м – 61,9% и свыше 3000 м – 17,5% залежей. При этом, залежи, связанные с вулканогенно-осадочными и вулканогенно-метаморфическими коллекторами, в приуроченности к определенным глубинам закономерной связи не обнаруживают (табл. 3).

Осадочные бассейны группы древних активных окраин существенно различны по соотношению между распределением объема вулканогенно-осадочной толщи и ее средневзвешенной мощностью (рис. 7). Диапазон колебаний объемов на всей площади бассейнов составляет в среднем от 0,04 до 19 млн. км<sup>3</sup>, а в пределах глубоководных котловин окраинных и внутренних морей от 0,01 до 2,8 млн. км<sup>3</sup>. Однако различия в средневзвешенной мощности вулканогенно-осадочной толщи оказываются существенно меньше. Ее значения изменяются для бассейнов в целом от 2,1 до 5,3 а в пределах глубоководных котловин от 1,8 до 4,8 км. На шельфе и континентальном склоне, а также в пределах бассейнов, расположенных на континентах, средневзвешенная мощность изменяется от 2,1 до 6,1 км.

Количественные параметры вулканогенно-осадочной толщи, наряду с особенностями геологического строения всех бассейнов данной группы, свидетельствуют о перспективности глубоководных котловин, осложняющих строение многих бассейнов древних активных океанических окраин. Наиболее высокие перспективы связаны, вероятно, с Алеутской котловиной в Беринговоморском бассейне, котловиной Сигсби в Мексиканском мегабассейне, Канадской котловиной в Американо-Тихоокеанском бассейне, характеризующимися средневзвешенной мощностью свыше 3 км. Значительные перспективы должны быть связаны также с Венесуэльской и Колумбийской котловинами в одноименных бассейнах, Курильской котловиной в Охотоморском бассейне, Южно-Китайской котловиной в Индосинийско-Яванском бассейне, котловиной Рюкю в Восточно-Китайском бассейне и Коралловоморской котловиной в одноименном бассейне.

## Бассейны древних активных океанических окраин

Литологический тип пластов-коллекторов	Глубина залегания регионально-продуктивных горизонтов, м								% по ти- пам кол- лекторов
	<1000	1000- 1500	1500- 2000	2000- 2500	2500- 3000	3000- 3500	3500- 4000	>4000	
Терригенные:									
мелководноморские	5	2	7	4	5	3	2	2	30,9
паралические	10	3	4	6	3	1	1	2	30,9
континентальные	3	4	2	3		1			13,4
Карбонатные	1	2	2	5	4	2	1	1	18,6
Вулканогенно-осадочные		1	1	1			1		4,1
Вулканические и мета- морфические:									
трещинные	1			1					2,1
поровые									-
% по глубине залегания	20,6	12,4	16,5	20,6	12,4	7,2	5,15	5,15	100

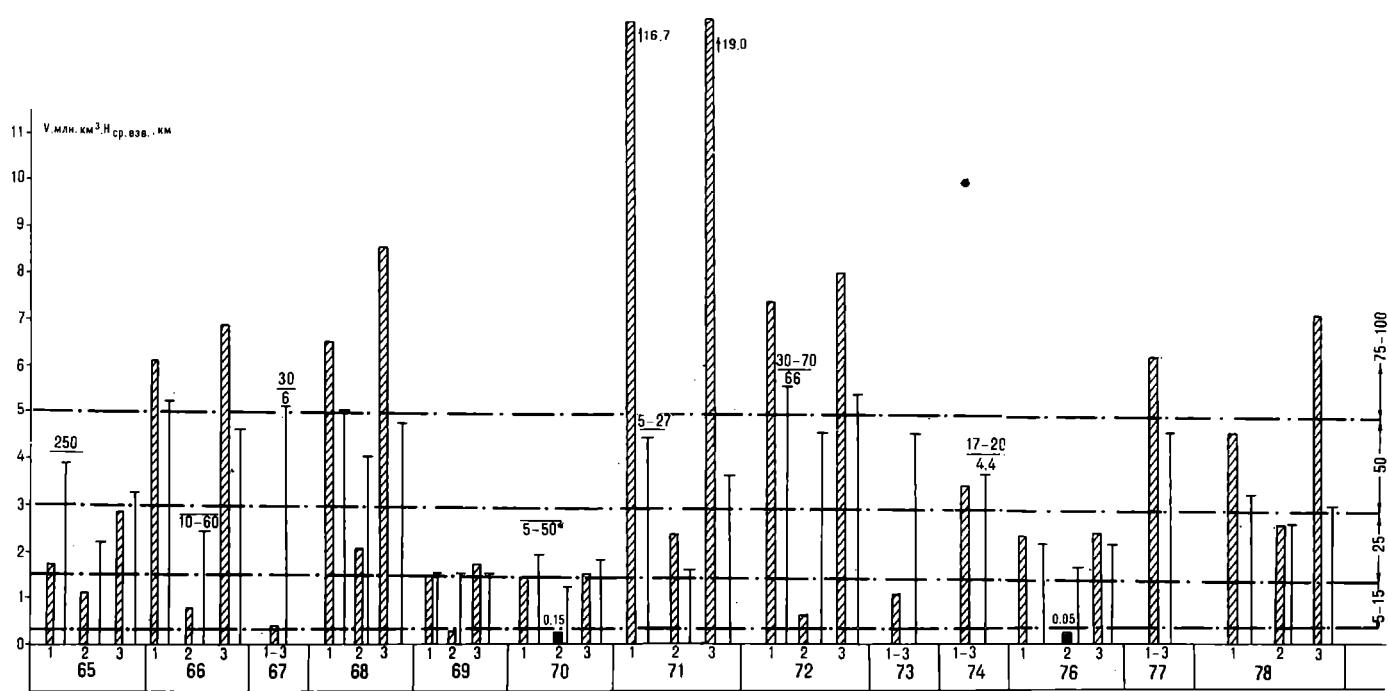


Рис. 7. Гистограмма соотношения между объемами и средневзвешенной мощностью вулканогенно-осадочной толщи в осадочных бассейнах древней активной окраины. 65-78 - номера бассейнов см. на рис. 3 и 6  
Условные обозначения см. на рис. 5



Соотношения между средневзвешенной мощностью и, правда, немногочисленными значениями плотностей разведанных запасов предоставляют пока ограниченную возможность для прогнозирования распределения вероятной плотности запасов в бассейнах, находящихся в начальной стадии поисковых работ на нефть и газ (см. рис. 7). При средневзвешенной мощности от 0,3 до 1,5 км плотность запасов может составлять от 5 до 15 тыс. т/км<sup>2</sup>, при средневзвешенной мощности от 1,5 до 3 км – до 25 тыс. т/км<sup>2</sup>, при средневзвешенной мощности от 3 до 5 км – до 50 тыс. т/км<sup>2</sup> и свыше 5 км – до 75–100 тыс. т/км<sup>2</sup>. Эти прогнозные значения могут быть использованы для оценки бассейна в целом или крупных морфологических элементов шельфа или глубоководной котловины – в его пределах. Дальнейшая дифференциация значений плотности по площади бассейнов, которая обусловит быть может и более высокие значения, находится в зависимости от степени геологической изученности того или иного бассейна в отдельности. Естественно, что подобная дифференциация должна основываться на учете не двух–трех, а целого комплекса параметров.

#### Осадочные бассейны древних пассивных океанических окраин

Эти бассейны распространены только на континентальных областях перикратонных опусканий древних платформ. Наличие относительно мощной континентальной коры в основании потенциально нефтегазоносной толщи бассейнов данной группы является одним из существенных элементов ее различия с перикратонными бассейнами древних активных окраин. Основная особенность строения чехла – это закономерные латеральные и вертикальные ряды формаций потенциально нефтегазоносной толщи, выражающиеся в замещении платформенных формаций ранней стадии развития бассейнов мезозойскими геосинклинальными в направлении к районам горно–складчатого обрамления, а также наличии мощной толщи орогенных формаций в пределах передовых прогибов, входящих в состав каждого из бассейнов данной группы; тяготение зоны максимальной мощности потенциально нефтегазоносной толщи в сторону горно–складчатого обрамления бассейнов. В соответствии с отмеченными особенностями бассейнов

данной группы располагаются в областях обрамления собственно Тихоокеанского подвижного пояса на древних платформах (рис. 8). Общее число таких бассейнов в пределах рассматриваемого региона невелико. К ним относятся на Южно-Американской платформе Центрально-Предандийский, Укаяли, Баринас-Апуре и на Восточно-Сибирской платформе Приверхоанский бассейн.

Центрально-Предандийский бассейн (79) располагается между южной оконечностью Бразильского щита, Восточной Кордильерой Анд и северо-восточными выступами массива Сьерра-Пампа. На юге структурной седловиной бассейн отделен от западной ветви Аргентинского бассейна - прогиба Рио-Солладо, на севере - зоной поперечных разломов, трассирующих "авлакоген Арика", от осадочного бассейна Укаяли-Орьенте. В состав Центрально-Предандийского бассейна входят крупные структурные элементы Южно-Американской платформы: синеклиза Гран-Чако, осложненная впадинами Чако-Пампы (Чако Аустраль) и Чако-Бореаль, которые разделяет антеклиза Кордовы. Мощность вулканогенно-осадочной толщи на большей части площади синеклизы Гран-Чако около 4 км, но в осевой зоне впадины Чако-Бореаль превышает 10-12 км. В пределах антеклизы Кордовы мощность осадочного чехла сокращается до 1-2 км. В составе потенциально нефтегазоносной толщи Центрально-Предандийского бассейна принимают участие: ранне-среднепалеозойская, преимущественно мелководно-морская терригенная формация (на силурийско-девонском этапе накапливавшаяся в относительно глубоководной обстановке); позднепалеозойская континентальная формация; раннемезозойская (триасово-юрская) вулканогенно-осадочная формация (отсутствующая на большей части площади впадины Чако-Пампы); позднемезозойская (меловая) мелководно-морская карбонатно-терригенная формация, характеризующаяся наличием на отдельных участках покровов базальтов; кайнозойская континентальная формация, на долю которой в зоне собственно передового прогиба приходится больше половины общей мощности разреза.

Промышленная нефтегазоносность установлена на западе впадины Чако-Бореаль, где к настоящему времени открыто 40 нефтяных и 13 газовых месторождений. Зоны нефтегазоаккумуляции тяготеют либо к субмеридиональным прогибам, осложняющим ее строение, либо к разделяющему эти прогибы валообразному поднятию. Продуктивны отложе-

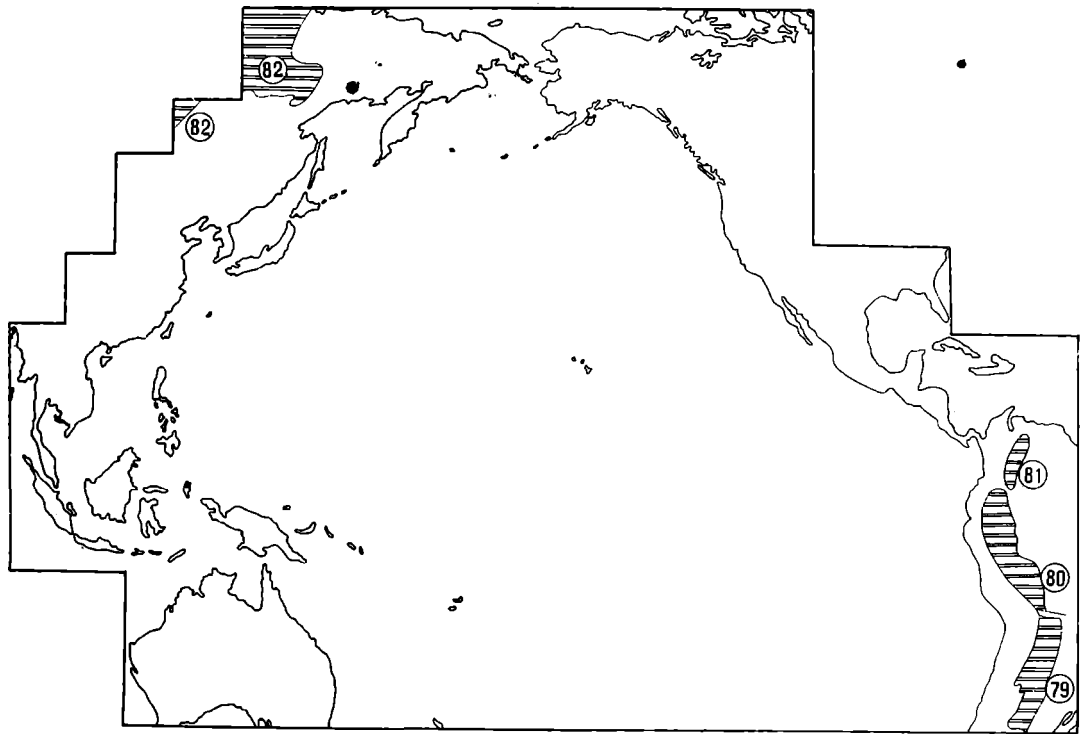


Рис. 8. Схема распространения осадочных бассейнов, связанных с древними пассивными окраинами. Условные обозначения см. на рис. 3.

ния девонского, каменноугольного, поздне триасового, мелового и кайнозойского возраста. Месторождения многопластовые, в некоторых обнаружено до 17 продуктивных горизонтов. Мощность этих горизонтов колеблется от нескольких до 35 метров. По запасам большинство нефтяных месторождений относится к категории мелких, а газовые преимущественно к средним. Залежи пластовые сводовые, тектонически экранированные, реже литологические. Коллекторы гранулярные, пористость 10-12%, проницаемость от 20 до 100 мД.

В нефтегазоносной области впадины Чако-Бореаль выделяют три района (с юга на север): Сальто, Южный и Санта-Крус. Первые два преимущественно нефтегазоносные, а третий в основном газонасыщенный. Зоны газонакопления тяготеют к "авлакогену Арика", характеризующемуся ареалом повышенного теплового потока.

Начальные разведанные запасы оцениваются в 84 млн. т нефти и 230 млрд. м<sup>3</sup> газа, из них на район Сальто приходится 11 млн. т нефти и 7 млрд. м<sup>3</sup> газа. Плотность разведанных запасов в зонах нефтегазонакопления от 5 до 35 тыс. т/км<sup>2</sup>.

Осадочный бассейн Укаяли-Орьенте (80) приурочен к перикратонному прогибу Акре-Бени. От Верхне-Амазонской впадины, являющейся элементом Гвианского бассейна (см. далее), бассейн отделен пологой структурной седловиной, где мощность вулканогенно-осадочной толщи 1-1,5 км. Бассейн Укаяли-Орьенте состоит из ряда кулисообразно сочлененных впадин (с юга на север): Мадре де Дьос, Укаяли, Сантьяго-Уальга и Мараньон-Орьенте. На западном борту бассейна, примыкающем к фронтальной зоне надвига Анд, развиты сильно сжатые складки. Их крутые крылья, местами опрокинутые и осложненные надвигами, обращены в сторону оси упомянутых выше впадин. К востоку происходит постепенное затухание складчатости и она принимает платформенный характер. Мощность вулканогенно-осадочной толщи свыше 8 км во впадине Укаяли и более 10-12 км во впадинах Сантьяго-Уальга и Мараньон-Орьенте. В составе чехла принимают участие: ранне-среднепалеозойские мелководно-морские терригенные и карбонатные формации; позднепалеозойские-раннемезозойские (карбон-юра) мелководно-морская и континентальная вулканогенно-осадочные формации, а также юрская эвапоритовая формация; раннемеловая терригенно-карбонатная формация;

поздне меловая и кайнозойская паралическая и континентальная формации. На долю двух последних орогенных формаций приходится до половины общей мощности разреза.

В бассейне Укаяли-Орьенте выявлено 59 месторождений нефти и одно газовое, которые распределяются по четырем нефтегазоносным районам – Укаяли, Мараньон, Орьенте и Путумайо. Кроме того, во впадине Мадре де Дьос в зоне передовых складок известны многочисленные нефтепроявления в породах палеозойского возраста.

В районе Укаяли известны два нефтяных и одно газовое месторождение, которые приурочены к нарушенным разломами асимметричным антиклиналям и к диапировым структурам. Залежи пластовые сводовые, тектонически экранированные. Продуктивные горизонты, связанные с гранулярными коллекторами мелового возраста, дельтового происхождения.

Район Мараньон приурочен к осевой зоне и платформенному борту впадины Орьенте. Здесь выявлено 12 месторождений с залежами в меловых отложениях. Пористость гранулярных коллекторов 16–20%, проницаемость от 200 до 2000 мД. Глубина залегания продуктивных пластов 2000–4300 м, а начальные дебиты от 200 до 1215 т/сут.

Район Орьенте по тектонической позиции аналогичен району Мараньон. Здесь сосредоточено 28 нефтяных месторождений, в том числе три с запасами, близкими к 50 млн (Лаго-Агро, Саха, Шушуйфинли). Месторождения приурочены к антиклинальным складкам. Залежи пластовые сводовые тектонически экранированные. Коллекторами являются песчаные горизонты в отложениях палеорусел и палеодельт поздне мелового и эоценового возраста. Пористость гранулярных коллекторов от 10 до 25%, проницаемость до 500 мД. Глубина залегания продуктивных горизонтов 1300–3220 м. Начальные дебиты скважин от 64 до 350 т/сут. Газовый дебит скважин от 23–174 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Район Путумайо расположен в области северного центриклинального окончания впадины Орьенте. Здесь известно 17 нефтяных месторождений, связанных со структурными ловушками, среди них одно крупное – Ориито с запасами 143 млн. т. Залежи находятся в отложениях мелового и эоценового возраста. Коллекторы гранулярные и трещинные. Пористость коллекторов первого типа до 23%. Начальный дебит скважин 280–350 т/сут.

Разведанные запасы в бассейне Укаяли-Орьенте составляют около 350 млн. т нефти и 150 млрд. м<sup>3</sup> газа. Эт и запасы по четырем нефтегазоносным районам распределяются следующим образом: Укаяли - 1,8 млн. т нефти, 14 млрд. м<sup>3</sup> газа; Мараньон - 78 млн. т нефти и, 15-20 млрд. м<sup>3</sup> газа; Орьенте - 223 млн. т нефти и, 158 млрд. м<sup>3</sup> газа; Путумайо - 46 млн. т нефти, 17 млрд. м<sup>3</sup> газа. Средняя плотность запасов в нефтеносных районах х от 8 до 90 тыс. т/км<sup>2</sup>.

Осадочный бассейн Баринас-Апуре (81) охватывает впадины Баринас-Апуре и Льянос, разделенные погребенными поднятием фундамента. Мощность вулканогенно-осадочной толщи превышает 6 км. Низы этой толщи представлены нерасчлененным комплексом континентальных и мелководно-морских формаций палеозой-раннемезозойского возраста, развитым спорадически и выклинивающимся к востоку. Верхнюю часть чехла слагают континентальные и прибрежно-морские формации мелового - кайнозойского возраста, причем на долю последней из них приходится до 75% общей мощности разреза.

В бассейне открыто 12 месторождений нефти, большинство из которых тяготеет к поднятию "Арка Мериди", осложняющему собственно впадину Баринас-Апуре. Месторождения приурочены к нарушенным антиклиналям. Продуктивные горизонты залегают на глубине от 2100 до 3800 м. Нефтеносны отложения верхнего мела и эоцена. Разведанные запасы составляют 29,2 млн. т нефти и 18 млрд. м<sup>3</sup> газа. Плотность запасов в районе установленной нефтегазоносности достигает 60 тыс. т/км<sup>2</sup>.

Приверхоянский осадочный бассейн (82) располагается на Восточно-Сибирской платформе между Байкало-Патомским нагорьем и Алдано-Становым щитом на юге, Верхоянской складчато-геосинклинальной системой на северо-востоке и Юдомо-Сэтте-Дабанской краевой складчато-глыбовой системой на востоке. В пределах рассматриваемой территории находится лишь восточная часть бассейна (Красный, Бутенко, Кириллова, 1975; История развития..., 1975; Геология и геохимия..., 1976; Трофимук и др., 1969). Строение бассейна характеризуется дискордантной ориентировкой оси Томпонской впадины по отношению к Верхоянской складчато-геосинклинальной системе и, напротив, согласным простиранием Майской и Прибайкальской впадин со складчато-глыбовыми структурами обрамления. В зоне

сочленения Приверхоянского бассейна с Верхоянской и Юдомо-Сэтте-Дабанской системами развиты надвиги с перемещением на запад в сторону платформы. В региональном плане системы надвигов разделены поперечными разломами на отдельные, еще слабо изученные части. На юг складчатость в зоне надвигов более напряженная, чем на севере. Вулканогенно-осадочная толща, выполняющая Приверхоянский бассейн, имеет максимальную мощность свыше 10 км в Томпонской впадине. В Алданской, Майской и Прибайкальской впадинах это значение уменьшается до 2-6 км. В составе чехла принимают участие два основных комплекса: позднепротерозойско-раннемезозойский и мезозойско-кайнозойский. На ранней стадии (поздний протерозой - средний палеозой), отличавшейся повышенной тектонической активностью подвижек блоков фундамента по системам глубоких разломов северо-восточной ориентировки, накапливались континентальные грубообломочные и вулканогенные формации (рифей и девон), а также мелководно-морские терригенная, карбонатная и эвапоритовая (кембрий) формации. При этом единая по стилю палеотектоническая обстановка имела место в позднем протерозое как в пределах Приверхоянского бассейна, так и в сопредельных областях Верхоянской и Юдомо-Сэтте-Дабанской систем. Эвапоритовая формация распространена лишь в Прибайкальской впадине и к востоку замещается платформенной карбонатной формацией, прослеженной до Сэтте-Дабана включительно. Таким образом, в самом начале ранней стадии эволюции вулканогенно-осадочной толщи Приверхоянского бассейна однотипные палеотектонические условия охватывали огромную территорию, включавшую также Верхоянье и Юдомо-Сэтте-Дабан. Мощность нижнего комплекса вулканогенно-осадочной толщи в осевых зонах палеопрогибов достигает 8-10 км. Формирование верхнего комплекса происходило от позднего карбона до кайнозоя включительно. Его начало ознаменовалось резким изменением палеотектонических условий на позднепалеозойско-раннемезозойском этапе тектоно-магматической активности, обусловившем накопление преимущественно терригенной прибрежно-морской и трапповой формаций. Современный структурный план востока Приверхоянского бассейна был заложен в среднеюрскую эпоху, а в поздней юре мелководно-морские условия седиментации сменяются прибрежно-морскими и континентальными. Соответственно, разрез поздней юры - кайнозоя складывают преимуще-

щественно орогенные, лимнические и паралические формации. Мощность верхнего комплекса в целом достиг а е т 4-6 км.

Нижний и верхний комплексы вулканогенно-осадоч н о й толщи существенно различны по установленной нефтегазo-ности. С первым из них связаны многочисленные и обиль-ные нефтегазoпроявления, а в его составе известны к а к породы-коллекторы, так и слабо проницаемые покр ы ш к и. В южной части Приверхожанского бассейна (Прибайкальская синеклиза) все известные притоки и залежи нефти и газа расположены в полосе, окаймляющей область максимальной мощности соленосных пород, здесь часто встречаются зоны аномально-высоких пластовых давлений. В верхнем комплексе в пределах Вилюйской синеклизы регионально нефтегаз o-носны отложения позднепермского, триасового и раннеюрско-го возраста. Здесь выявлено шесть газовых и газоконденсат-ных месторождений, которые приурочены к приразломным валообразным поднятиям. Месторождения многопластовые, начальные дебиты скважин достигают 1,5-2 млн. м<sup>3</sup>/сут. Глубина залегания продуктивных горизонтов от 1500 до 3000 м, а их мощность изменяется от 4 до 80 м. По мнe-нию М.И. Варенцова и его соавторов (1975), формирование таких газовых месторождений, как Средневилюйское и Сам-тахское, обусловлено сочетанием ряда благоприятных фак-торов: высокой амплитудой и большими размерами локаль-ных поднятий; наличием мощных покрышек и коллекторских толщ; устойчивостью структурных планов в период мигра-ции углеводородов.

Таким образом, осадочные бассейны древних пассивных океанических окраин в областях обрамления Тихоокеанско-го подвижного пояса характеризуются довольно умеренны-ми масштабами промышленной нефтегазoности. Место-рождения почти повсеместно мелкие и средние по запасам, а дебиты в скважинах относительно невелики. Продуктив-ные пласты, хотя и располагаются в отложениях фанеро-зойского возраста в целом, однако приурочены преимуще-ственно к мезозойско-кайнозойским слоям. Важное значе-ние в общем балансе нефтегазoности имеет орогенный комплекс передовых прогибов, в том числе и дельтов ы е образования. С терригенными коллекторами связано 72,7% продуктивных пластов и лишь 27,3% с карбонатными коллек-торами. При этом 54,6% залежей содержится в пластах па-ралического и континентального генезиса. 54,4% продуктив-



ных пластов находится на глубинах от 1000 до 3000 м, соответствующих уровням залегания молассы (табл. 4).

Суммарные объемы вулканогенно-осадочной толщи изменяются от 0,4 до 6 млн. км<sup>3</sup>, причем последнее значение отвечает Приверхоянскому бассейну. Однако значения средневзвешенной мощности, напротив, почти однозначны в различных бассейнах и составляют 2,4-2,8 км (рис. 9).

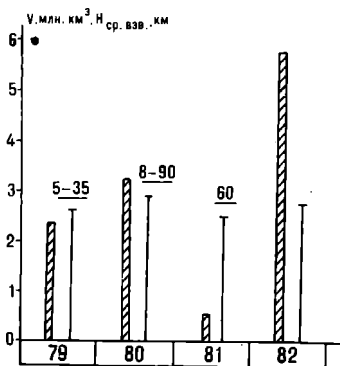


Рис. 9. Гистограмма соотношения между объемами и средневзвешенной мощностью вулканогенно-осадочной толщи в бассейнах древних пассивных окраин. 79-82 - номера бассейнов см. на рис. 3 и 8. Условные обозначения см. на рис. 5

Существенные преобладания черт сходства в строении и Приверхоянского и остальных бассейнов данной группы, наряду с близкой или даже несколько лучшей количественной характеристикой, дают основание предполагать, что в Приверхоянском бассейне может быть выявлен ряд зон нефтегазонакопления с плотностями запасов углеводородов в условном эквиваленте до 35-90 тыс. т/км<sup>2</sup>.

#### Осадочные бассейны орогенных впадин на континентальной или субконтинентальной коре

Осадочные бассейны этой группы в принципе весьма различны по тектонической позиции и строению. Они располагаются в пределах разновозрастных складчато-геосинклинальных систем внешней по отношению к океану обла-

Бассейны древних пассивных океанических окраин

Литологический тип пластов-коллекто- ров	Глубина залегания регионально-продуктивных горизонтов, м								% по ти- пам кол- лекто- ров
	<1000	1000- 1500	1500- 2000	2000- 2500	2500- 3000	3000- 3500	3500- 4000	>4000	
Терригенные:									
мелководно- морские				1				1	18,1
паралические		2		1					27,3
континентальные	1					2			27,3
Карбонатные			1		1	1			27,3
Вулканогенно- осадочные									-
Вулканические и метаморфические:									
трещинные									-
поровые									-
% по глубине залегания	9,1	18,1	9,1	18,1	9,1	27,3		9,1	100

сти Тихоокеанского подвижного пояса (рис. 10). Бассейны в большинстве случаев характеризуются относительно не большой мощностью вулканогенно-осадочной толщи, преобладанием в разрезе орогенных формаций различного генезиса, в том числе и вулканогенного, значительной ролью грубообломочных, угленосных континентальных и параличских формаций. Подавляющее большинство бассейнов находится в области распространения континентальной коры повышенной мощности, но отдельные из них располагаются в непосредственной близости к активным (например, Центральной долины и др.) или пассивным (Де-Лонга и др.) океаническим окраинам, где процессы деструкции древней коры и формирование новой продолжают до современной эпохи включительно. С известной долей условности в терминологии, кора этих бассейнов не типично континентальная, может рассматриваться в качестве субконтинентальной. Однако ведущим признаком при выделении бассейнов данной группы является непосредственная смена в разрезе геосинклинальных формаций основания осадочной толщи формациями орогенного ряда. Черты различия проявляются главным образом, по двум признакам: приуроченности к срединным массивам в пределах складчатых областей (например, Колымский, Корат и некоторые другие бассейны) либо к эпигеосинклинальным орогенным впадинам (например, межгорные впадины Американских Кордильер); по принадлежности той или иной складчато-геосинклинальной системы обрамления к определенной эпохе тектоно-магматической активности — каледонской, герцинской, киммерийской, альпийской. Эти различия определяют основные особенности строения вулканогенно-осадочного выполнения бассейнов, стратиграфический диапазон, вертикальные и laterальные ряды формаций, а также, порой, его мощность. Рассматриваемая группа осадочных бассейнов подразделяется на расположенные в зонах сочленения разновозрастных складчато-геосинклинальных систем (Альтиплано, Селавик, Де-Лонга, Сунгари); в мезозойских складчато-геосинклинальных системах (Центральной Долины, Квиснел, Нечако, Боусер, Уайтхорс, Тили, Коппер, Суситна, Кукоквим, Анадырский, Бельский, Пенжинский, Колымский, Индигиро-Колымский); в палеозойских складчато-геосинклинальных системах (Буреинская, Хайлар, Дзунбаинская Корат, Боуэн-Сурат, Бассова пролива).

Осадочные бассейны, находящиеся в зонах сочленения разновозрастных складчато-геосинклинальных систем, в рассматриваемом регионе немногочисленны: Альтиплано, Селавик, Де-Лонга, Сунгари.

Бассейн Альтиплано (92) приурочен к одноименной межгорной впадине, расположенной между палеозойской Восточно- и мезозойской Западно-Андийскими складчато-геосинклинальными системами. Предполагается, что впадина наложена на древний срединный массив в центральной области Анд. Ее строение осложнено системой разломов преимущественно северо-западной ориентировки, контролирующих ступенчатое погружение поверхности фундамента на северо-восток. Потенциально нефтегазоносная толща суммарной мощностью более 10 км представлена следующим набором формаций: нижне-среднепалеозойской терригенно-карбонатной мелководно-морской; нижнекаменноугольной континентальной; нижнепермской терригенно-карбонатной мелководно-морской; мезозойскими терригенными мелководно-морской, а также паралической и эвапоритовой; кайнозойской осадочно-вулканогенной континентальной, мощностью около 6 км. Промышленные притоки нефти получены только на одном месторождении Пирин из песчаников мелового возраста (свита Моо), а газа - из терригенных коллекторов в неогене. Суммарная добыча составила всего 41 тыс. т нефти.

Бассейн Селавик (94) совпадает с одноименной впадиной, находящейся в зоне сочленения мезозойской Центрально-Аляскинской складчато-геосинклинальной системы с палеозойской Южно-Бруксовской системой. Бассейн сформировался на Сьюардском срединном массиве, фундамент которого имеет допозднепротерозойский возраст. Мощность вулканогенно-осадочного выполнения около 2 км и лишь в юго-восточной части бассейна увеличивается до 3-4 км. В разрезе принимают участие преимущественно позднемеловая - кайнозойская вулканогенно-осадочная угленосная формация, прорванная мезозойскими интрузивами, представляющая собой мола ссу континентального и лишь на отдельных участках мелководно-морского генезиса. Более древние палеозойские и мезозойские образования, слагают карбонатная

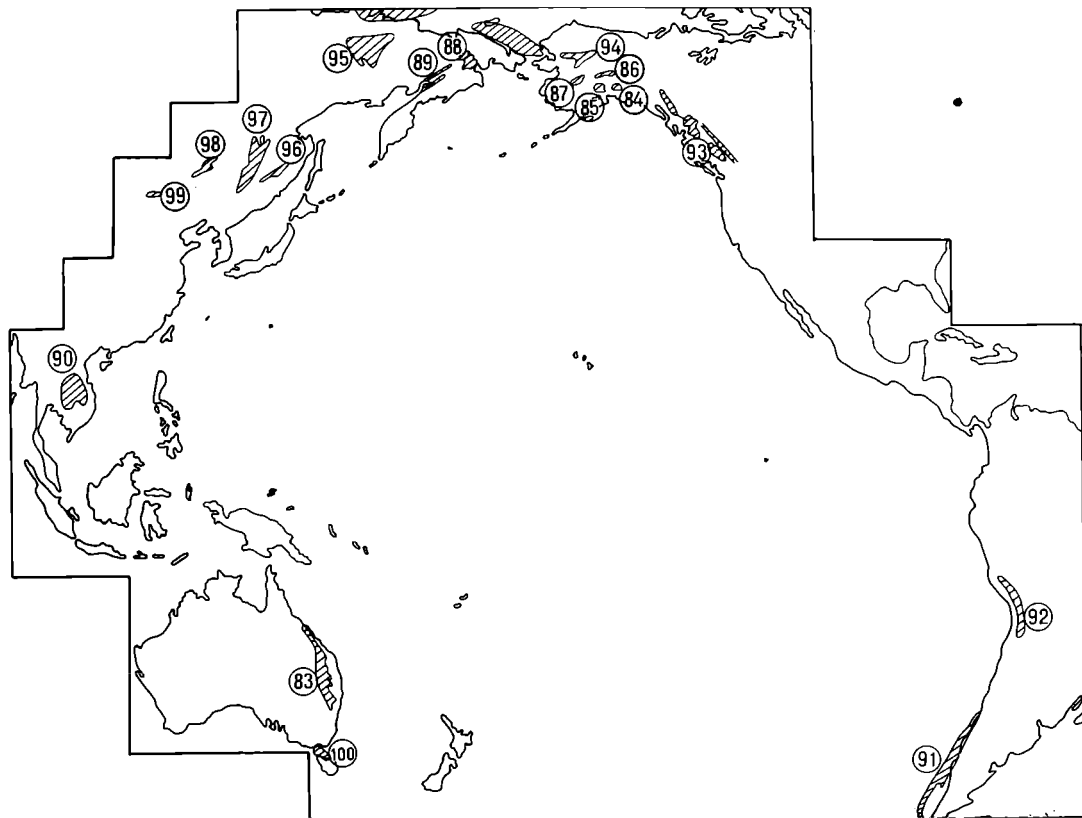


Рис. 10. Схема распространения осадочных бассейнов орогенных впадин на континентальной и субконтинентальной коре в пределах фанерозойских складчатых областей  
Условные обозначения см. на рис. 3

и трапповая (ордовик – силур), терригенно-карбонатная (пермь) и мелководно-морская терригенная (верхний триас – неоком) формации.

Бассейн Сунгари (96) представляет собой одну из наиболее крупных межгорных впадин в складчато-геосинклинальной системе Сихотэ-Алиня. На западе и юго-западе он непосредственно примыкает к Хэгано-Буреинскому массиву и Гиринской складчато-геосинклинальной системе. Мощность вулканогенно-осадочного выполнения около 2–3 км. В составе этого выполнения участвуют образования верхнетриасового, юрского и мелового возраста, представленные терригенной мелководно-морской, паралической и угленосной континентальной, в том числе и вулканогенной формациями. Все это не дает оснований для положительной оценки перспектив нефтегазоносности.

В осадочных бассейнах орогенных впадин в мезозойских складчато-геосинклинальных системах газовые месторождения обнаружены лишь в бассейне Продольной Долины, являющемся элементом Предкордильерской складчато-геосинклинальной системы Анд.

Бассейн Продольной Долины (91), имеющий протяженность по длинной оси до 3500 км, состоит из трех крупных впадин: собственно Продольной Долины, Арауко и Южно-Чилийской.

Мощность вулканогенно-осадочной толщи в этих впадинах составляет от 4 до 7 км. Впадины отделены друг от друга структурными седловинами, где эта мощность сокращается до 1–2 км. Вулканогенно-осадочное выполнение, стратиграфический диапазон которого растянут от среднего – позднего палеозоя до кайнозоя включительно, залегает как на геосинклинально-складчатых комплексах мезозоя, так и на обломках древней Южно-Американской платформы. В составе чехла участвуют мелководно-морская терригенная (средний – верхний палеозой), красноцветная (поздний палеозой), паралическая (ранний мезозой), терригенная и паралическая (поздний мел – ранний неоген) и мелководно-мор-

ская терригенная (поздний неоген) формации. Промышленные притоки газа получены в суббассейне Продольной Длины из песчаников палеогенового возраста, а в суббассейне Арауко из песчаников верхнего мела и миоцена. В последнем из указанных суббассейнов открыто два газовых месторождения с продуктивными пластами на глубинах от 1500 м и менее.

Бассейны межгорных впадин Северо-Американских Кордильер (93) состоят из нескольких межгорных впадин (Квиснел, Нечако, Боусер, Уайтхорс). В этих впадинах орогенные формации мезозойского возраста залегают на складчатых комплексах пермо-карбона. Впадина Квиснел является узким линейным грабеном, в котором орогенные формации юрско-триасового возраста перекрыты кайнозойскими вулканическими покровами. Впадина Нечако выполнена орогенными формациями триаса, юры и нижнего мела также перекрытыми вулканическими породами верхнего мела и кайнозоя. Впадина Боусер содержит значительную по мощности (до 10 км) толщу терригенной паралической формации юрско-мелового возраста, смятую в крупные пологие складки. Впадина Уайтхорс выполнена осадками от перми позднего триаса до нижнего мела, мощностью до 5 км. В основании разреза породы карбонатной формации пермского возраста с несогласием залегают на докембрийском фундаменте Юконского массива. Пермские отложения, в свою очередь, перекрыты с несогласием терригенной паралической формацией поздне-триасового - среднеюрского возраста. Верхнеюрские и нижнемеловые породы представлены континентальной орогенной формацией. В пределах описанных впадин продуктивные горизонты могут быть связаны с терригенными отложениями юры и мела, а также с трещиноватыми карбонатами верхнего триаса и юры.

Группа осадочных бассейнов в пределах мезозойских и складчатых областей Аляски и северо-востока СССР приурочена к двум тектоническим разновидностям орогенных впадин.

К первой относятся впадины относительно простого строения, являющиеся грабенами, выполненными орогенными формациями кайнозойского (впадина Тили) и мел-кайнозойского (Кускоквим, Бельская, Пенжинская) возраста. Осадочный чехол впадины Тили (86) представлен континентальной терригенной формацией мощностью до 2100 м. Впадина

Кускоквим (87) выполнена терригенной мелководно-морской и, в подчиненном объеме, паралической формацией – мощностью до 1500 м. В Бельской впадине (88) чехол представлен вулканогенно-осадочной континентальной формацией мощностью до 2000 м. Осадочное выполнение всех перечисленных впадин характеризуется пологой складчатостью или моноклинальным залеганием.

Ко второй разновидности относятся впадины изометричной формы, залегающие на разновозрастном складчато-метаморфическом основании, ограниченные крупными разломами с одного борта, к которому тяготеют максимальны е мощности осадочного выполнения – такие, как Коппер и Суситна (84, 85). Впадина Коппер (84) в южной, наиболее погруженной части выполнена толщей терригенных формаций среднеюрского – неогенового возраста от морских в мезозойской части до континентальных в кайнозойской. Максимальная мощность осадочного чехла впадины до 5000 м. К северу мезозойские и палеогеновые отложения выклиниваются. Осадочный чехол впадины Суситна (85) представлен терригенной континентальной формацией олигоцен-неогенового возраста мощностью от 100 м на юге до первых десятков метров к северу.

Колымский бассейн (95) приурочен к одноименному среднему массиву в области мезозойской складчатости северо-востока СССР. Этот бассейн имеет неправильную треугольную форму и характеризуется резкой асимметрией. Зона максимальной мощности вулканогенно-осадочной толщи, достигающей 10–12 км, прижата к его юго-западному борту и вытянута по простиранию Верхояно-Колымской складчато-геосинклинальной системы. В северо-восточном направлении происходит сокращение мощности до 1 км и менее. Вулканогенно-осадочный чехол залегает на раздробленном протерозойском фундаменте. В его составе участвуют следующие формации: позднепротерозойская – раннепалеозойская орогенная; среднепалеозойская (девон – нижний карбон) континентальная вулканогенная; позднепалеозойско-раннемезозойская (пермь – триас) карбонатная; среднемезозойская (поздняя юра – ранний мел) континентальная; позднемезозойская – раннекайнозойская (поздний мел – палеоген) вулканогенная, а также неоген-четвертичная терригенная континентальная, образующая рыхлый покров области неотектонических опусканий в пределах Колымского массива.



В центральной части бассейна строение чехла осложнено интрузиями разнообразного, но преимущественно гранитного состава, а также покровами молодых, мел-палеогеновых вулканитов – базальтов, андезитов, липаритов.

Осадочные бассейны в палеозойских складчато-геосинклинальных системах немногочисленны и располагаются лишь на западе Тихоокеанского подвижного пояса.

Буреинский бассейн (97) находится между Хэгано-Буреинским массивом и Южно-Монгольско-Хинганской складчато-геосинклинальной системой. Обширной структурной садовой долиной с мощностью чехла менее 1 км отделяется от бассейна Сунляо, сформировавшегося в области эпиплатформенного орогенеза. Бассейн характеризуется, прежде всего, небольшой мощностью вулканогенно-осадочной толщи, составляющей на большей части его площади от 1 до 2 км. В ее составе участвуют, преимущественно, терригенная и мелководно-морская и вулканогенная формации мелового возраста и сероцветная угленосная моласса кайнозоя.

Осадочный бассейн Хайлар (98), расположенный к западу от Буреинского в пределах Южно-Монгольско-Хинганской складчато-геосинклинальной системы, в принципе однотипен. Он состоит из двух небольших впадин с мощностью чехла до 2 км, отделенных друг от друга Тамцагским погребенным поднятием. Стратиграфический диапазон и формационный состав вулканогенно-осадочной толщи аналогичен указанному для Буреинского бассейна. Непромышленные притоки нефти были получены на территории МНР из песчаников нижнего мела. В терригенных породах кайнозоя содержатся полужидкие битумы.

Дзунбаинский бассейн (99) также находится в пределах Южно-Хинганской складчато-геосинклинальной системы. От бассейнов Буреинского и Хайлар он отличается значительно меньшей площадью и, напротив, повышенной (до 8-9 км) мощностью нефтегазоносной вулканогенно-осадочной толщи. В составе этой толщи участвует мелководно-морская терригенная формация, содержащая в низах пласт туфопесчаников, а также прорванная интрузивными телами основного и кислого состава. Магматизм охватил всю меловую эпоху, но характеризовался тремя циклами повышенной активности, последний из которых был приурочен к ру-

бежу между нижним и верхним мелом. Формации мелового возраста перекрыты сероцветной молассой кайнозоя. Структура чехла осложнена разрывными нарушениями, служившими каналами для магмы, крупными, но относительно пологими складками. Нефтеносность Дзунбаинского бассейна связана с отложениями нижнего мела, в которых имеются битуминозные сланцы. Выявлено три небольших месторождения (Дзунбаин, Южный Дзунбаин и Чаганель), приуроченных к брахиантиклинальным складкам размерами в среднем 4-х 10 км, рассеченным нарушениями. Месторождения многопластовые (Дзунбаин до 40 пластов), мощность продуктивных пластов от 1 до 12 м, коллекторские свойства низкие с проницаемостью около 0,5 мД. Проницаемость особенно низка там, где туфопесчаники превращены во вторичные туфоглины. Н.А. Минский (1975), обобщивший материалы по геологии и нефтеносности Дзунбаинского (Восточно-Гобийского, по Н.А. Минскому) бассейна, выделяет три основных этапа изменения теплового режима в нижнемеловых породах: домагматических внедрений с температурой порядка  $10^{\circ}\text{C}$ ; внедрения и охлаждения магматического расплава с максимальной температурой до  $1000-1300^{\circ}\text{C}$  на пространствах, где происходило внедрение; постмагматический (современный) с температурой на глубине 1,5 км от 20 до  $28^{\circ}\text{C}$ . Для процессов нефтегазонакопления наиболее важным был второй этап, поскольку пластовые воды, нагретые до высоких температур, превращались в термальные растворы, вызвавшие, в связи с выносом растворимых компонентов в пород, возникновение зон вторичных коллекторов. Промышленные концентрации нефти относятся к тем районам, где имели место палеотемпературы от 90 до  $200^{\circ}\text{C}$ . Вблизи интрузивных тел в диапазоне температур от 200 до  $1300^{\circ}\text{C}$  имеются лишь спорадические нефтепроявления, представленные твердыми битумами, которые мигрировали в эти тела в постмагматическую гидротермальную фазу минерализации. Все это дало основание Н.А. Минскому для вывода о том, что процессы нефтегазонакопления в существенных масштабах могли происходить лишь во второй палеотемпературной зоне.

Осадочный бассейн Корат (90) находится на значительном удалении к югу от Дзунбаинского и других бассейнов Южно-Монгольской палеозойской системы в области сочленения Индосинийского срединного массива и Лаосско-Вьет-

намской палеозойской складчато-геосинклинальной системы. Бассейн выполнен вулканогенно-осадочной толщей позднетриасового - мелового возраста мощностью на отдельных участках бассейна до 5 км, но, как правило, 1,5-2 км. В ее составе участвуют позднепалеозойская вулканогенно-осадочная, преимущественно континентальная (карбон?-пермь) и, главным образом, терригенная, красноватая формация мезозойского (триас - мел) возраста, включающая редкие горизонты мелководно-морских и паралических образований - известняков и эвапоритов. Нефтегазопроявления в этом бассейне неизвестны.

Осадочный бассейн Боуэн-Сурат (83) располагает между палеозойскими складчато-геосинклинальными системами на востоке Австралийского континента - Новая Англия и Ходжкинсон. Мощность вулканогенно-осадочной толщи в его пределах достигает 6-8 км. В ее составе участвуют: терригенные и вулканогенно-осадочные формации средне-позднепалеозойского (поздний девон - пермь) возраста, накапливавшиеся в различной палеогеографической обстановке; преимущественно терригенная формация триас-юрского возраста; мелководно-морские терригенная и вулканогенно-осадочная формации позднемезозойского-неогенового возраста. Мезозойско-кайнозойский комплекс распространяется к западу, где участвует в строении Большого Артезианского бассейна. Вулканогенно-осадочная толща характеризуется сложной складчатостью, наряду с пологими линейными структурами имеются складки облекания ков фундамента, структурные носы и приразломные складки. Амплитуды поднятий от 10 до 270 м. Промышленная нефтегазоносность установлена в морских и паралических отложениях перми, триаса и нижней юры. Известно 27 месторождений - 19 газовых, три нефтегазовых и пять нефтяных. Залежи как сводовые, так и литологические. Глубина залегания залежей 520-3000 м (пермь), 650-1700 м (триас - юра), высота залежей от 1,5 до 30 м. Пористость и проницаемость в отложениях пермского возраста, соответственно, 18-23% и 20-40 мД, триас-юрского - 15-17 и 350-373 мД. Начальный дебит газа достигает 0,25 млн. м<sup>3</sup>/сут, нефти - 55 т/сут.

Средняя плотность разведанных запасов на всей площади бассейна всего лишь 0,02 тыс. т/км<sup>2</sup>, но в зонах нефтегазоаккумуляции увеличивается до 20 тыс. т/км<sup>2</sup>.

Бассейн Бассова пролива (100) сформировался на шельфе западной и центральной частей одноименного пролива в пределах палеозойской складчато-геосинклинальной системы Лаклан, приподнятыми блоками которой отделен от Тасмановоморского мегабассейна. По геофизическим данным установлено, что мощность осадочного чехла в этом бассейне достигает 3500 м. По косвенным признакам предполагается, что чехол слагают мелководно-морские и параличские образования мелового – кайнозойского возраста. Бурение на нефть и газ в бассейне Бассова пролива не проводилось.

Приведенные выше данные, даже с учетом невысокой степени разведанности большинства осадочных бассейнов в орогенных впадинах фанерозойских складчатых областей, свидетельствуют о невысоком потенциале их нефтегазоносности. Специфические особенности нефтегазонакопления в бассейнах этой группы определяются, главным образом, двумя обстоятельствами: довольно широким стратиграфическим диапазоном продуктивных пластов, охватывающим отложения пермского, триас-юрского, раннемелового, позднемелового, палеогенового и неогенового возрастов и ведущим терригенным типом коллекторов различного генезиса. Существенное влияние на нефтегазонакопление оказывают и палеотемпературные изменения. Продуктивные пласты, связанные с карбонатными коллекторами, в этой группе бассейнов пока неизвестны, что резко отличает ее, например, от группы бассейнов внутриплатформенных синеклиз. Более половины (57,2%) продуктивных пластов выявлены на глубинах от 1000 м (табл. 5). Все бассейны данной группы характеризуются невысокими значениями объемов вулканогенно-осадочной толщи, не превышающими 1,8 млн. км<sup>3</sup> (рис. 11). Однако и эти значения показательны только для двух бассейнов – Колымского и Боуэн-Сурат. В большинстве других, суммарный объем изменяется от 0,01 до 1,3 млн. км<sup>3</sup>. Средневзвешенная мощность находится в обратных соотношениях с объемами. Ее значения почти повсеместно составляют около 1,7–1,8 км и в некоторых бассейнах (Боуэн-Сурат, Центральной Долины, Альтиплано, межгорных впадин Северо-Американских Кордильер, Селавик, Де-Лонга, Анадырском) достигают 2,5–5 и даже (Колымский бассейн) 6,1 км. Судить о зависимости между объемами, средневзвешенной мощностью и плотностями запа-



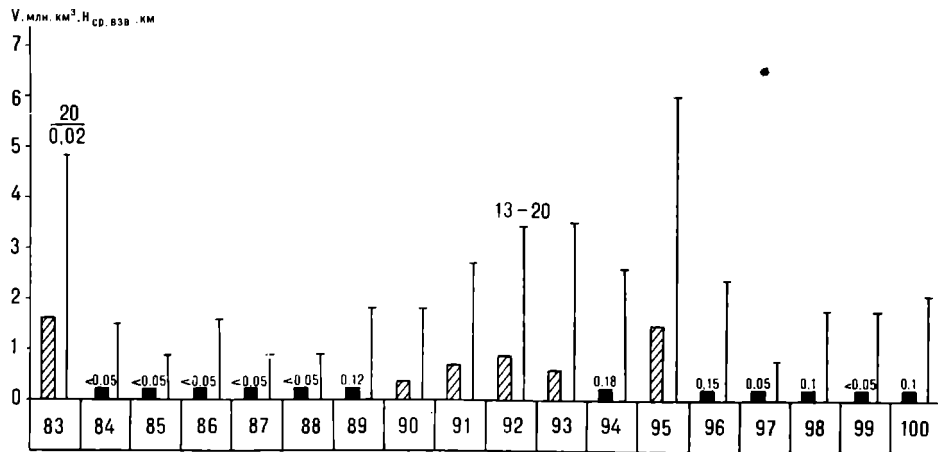


Рис. 11. Гистограмма соотношения между объемами и средневзвешенной мощностью вулканогенно-осадочной толщи в осадочных бассейнах орогенных впадин складчатых областей. 83-100 - номера бассейнов см. на рис. 3 и 10

Условные обозначения см. на рис. 5

сов пока не представляется возможным из-за отсутствия представительного числа случаев.

### Группа осадочных бассейнов на континентальной коре в областях эпиплатформенного орогенеза

Эта группа бассейнов в тектоническом отношении объединяет межгорные впадины, расположенные между массивами основания, консолидированного либо в добайкальские либо в байкальско-герцинские эпохи тектоно-магматической активности. В пределах Южной и Северной Америки эти массивы были втянуты в орогенез альпийской эпохи при формировании горных сооружений Анд и Кордильер; в востоке Евразии – в более длительный процесс горообразования, продолжавшийся на протяжении мезозойской и кайнозойской эры. При этом многие межгорные впадины в большей или меньшей степени связаны с рифтами и, таким образом, процессы орогенеза и рифтогенеза проявились здесь в неразрывном единстве. Характерная черта вулканогенно-осадочного выполнения бассейнов – залегание молассового комплекса орогенного этапа развития на платформенных формациях. Именно это обстоятельство является одной из основных черт отличия данной группы от осадочных бассейнов в орогенных впадинах фанерозойских складчатых областей, где тот же комплекс перекрывает геосинклинальные образования. Еще одна особенность – это установленная промышленная нефтегазоносность всех осадочных бассейнов, входящих в эту группу. В соответствии с направленностью эволюции литосферы бассейны подразделены на две подгруппы – в областях мезозойско-кайнозойского орогенеза и областях кайнозойского орогенеза (рис. 12).

Осадочные бассейны в областях мезозойско-кайнозойского эпиплатформенного орогенеза, как это отмечено выше, сосредоточены на юго-востоке Евразии и несколько различаются между собой по соотношению с тектоническими элементами обрамления и ряду других признаков.

Осадочный бассейн Суляя (101) находится в Южно-Монгольско-Хинганской складчато-геосинклинальной системе приурочен к поперечной меридиональной рифтовой зоне

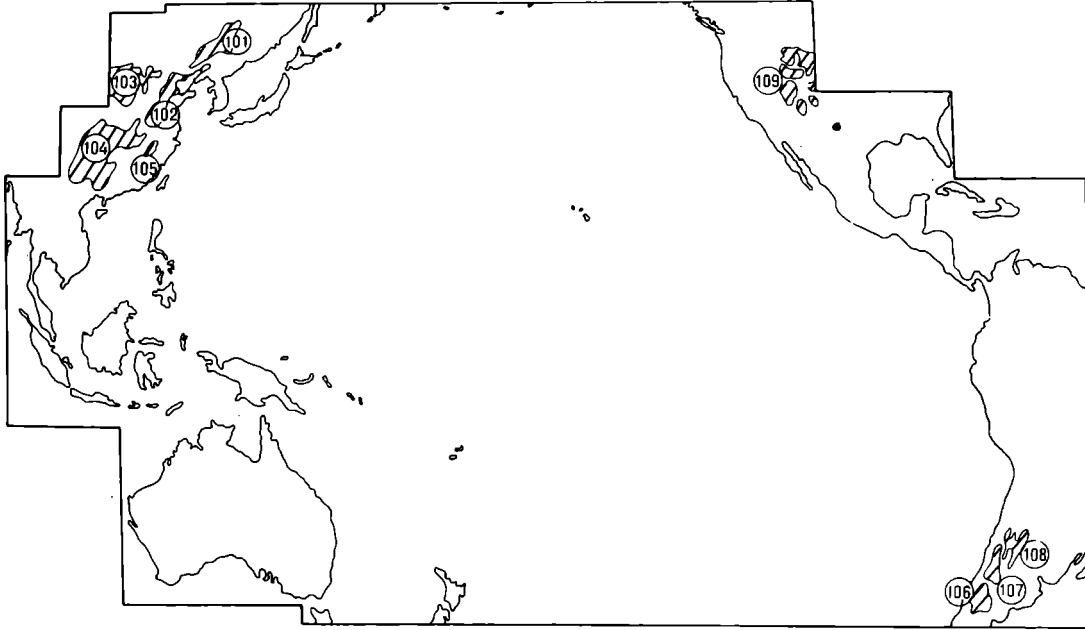


Рис. 12. Схема распространения осадочных бассейнов в областях эпи платформенного орогенеза  
 Условные обозначения см. на рис. 3



В структурном отношении бассейн осложнен системами приразломных поднятий и прогибов субмеридиональной ориентировки. Мощность вулканогенно-осадочного чехла в прогибах достигает 8 км и сокращается до 1–2 км на поднятиях и структурных перемычках. В составе чехла выделяются: вулканогенно-осадочная формация юрского – нижнемелового возраста; континентальная красноцветная формация мел-неогенового возраста, угленосная в неогеновой части разреза. Континентальные образования нижнего мела замещаются в западном направлении мелководно-морскими песчано-глинистыми осадками, а в верхней части нижнемеловой и в основании верхнемеловой толщи на востоке бассейна появляются вулканогенно-осадочные образования.

В бассейне Сунляо к 1975 г. было выявлено 21 месторождение нефти с залежами в отложениях нижнего мела палеогена. Притоки нефти известны и из образований юрской эпохи. Зоны нефтегазонакопления преимущественно структурного типа приурочены к склонам приразломных поднятий и осевым частям прогибов. Продуктивные пласты в пределах поднятий находятся на глубинах от 170 до 1700 м (нижний мел), в прогибах – от 50 (палеоген) до 3000–4000 м. Размеры локальных поднятий от 20 x 80 до 15 x 50 км, залежи пластовые сводовые, тектонически экранированные и литологические. Мощность продуктивных пластов 10–20 м, пористость 20%, проницаемость 15–70 мд. Месторождения относятся к категории мелких и средних. Только в одном – Дацин запасы оценивались в 1973 г. в 88 млн. т, а по новым оценкам (Chinese..., 1974; Meyerhoff, 1976), достигают 400 млн. т. В начале 70-х годов нефтяные месторождения бассейна Сунляо давали 60% общей добычи КНР. Специфические черты формирования месторождений определяются нефтеносностью формаций континентального генезиса и отсутствием промышленных скоплений газа.

Северо-Китайский бассейн (102) располагается на Китайско-Корейской древней платформе. На северо-востоке осложнен рифтовой зоной, пересекающей Желтое море в районе залива Бохайвань. Суммарная мощность осадочного чехла превышает 4 км. В низах разреза присутствуют мелководно-морская кембрийско-ордовикская терригенная и каменноугольная терригенно-карбонатная платформенные формации. Выше с несогласием залегает пермо-триасовый комплекс, представленный на западе континентальными

формацией, замещающейся в восточном направлении в нижней части карбонатной, в верхней – паралической формацией. Юрско-кайнозойская часть разреза представлена орогенной красноцветной формацией.

Наиболее значительные открытия достигнуты в полосе рифта, на побережье и шельфе Южно-Китайского моря, в заливе Бохайвань (Meyerhoff, 1976). Здесь выявлены две зоны нефтегазоаккумуляции. Одна – Шенли, состоящая из 23 месторождений с залежами на глубинах от 1800 до 4200 м. Эта зона дает 20% общей добычи КНР. Предполагается, что извлекаемые запасы зоны Шенли около 400 млн. т. Продуктивны карбонатные пласты мелового и континентальные песчаники миоценового возраста. На собственно месторождении Шенли (80 млн. т) среднесуточная добыча составляет 16–27 тыс. т нефти. Вторая зона – Даган включает девять месторождений, расположенных на побережье и шельфе. Продуктивны 13 песчаных и три карбонатных пласта миоценового возраста на глубинах до 3000 м. Среднесуточная добыча на отдельных месторождениях 5–6 тыс. т. В южной, континентальной части рассматриваемого бассейна обнаружена зона нефтеаккумуляции Паньшань, состоящая из шести месторождений с продуктивными пластами также в континентальных коллекторах миоценового возраста. Признаки нефти в Северо-Китайском бассейне известны по всему разрезу от нижнего палеозоя до неогена.

Ордосский бассейн (103) располагается в северо-западной части Китайской платформы и состоит из трех крупных прогибов, отделенных друг от друга приподнятыми блоками фундамента. В западном и восточном прогибах мощность вулканогенно-осадочного чехла не превышает 2 км. В центральном, вероятно рифтогенном, мощность вулканогенно-осадочного чехла свыше 6 км, причем наиболее высокие градиенты мощности присущи его западному борту. Именно в центральном прогибе выявлены месторождения нефти и газа. На докембрийских породах фундамента залегают карбонатная и терригенная мелководно-морские формации позднего протерозоя – ордовика, характеризующие платформенный этап развития. Они перекрыты с несогласием тремя орогенными формациями – терригенной паралической карбон-перми, преимущественно терригенной континентальной формацией триаса (латерально замещающейся в западном направлении вулканогенно-осадочной) и юрско-кайнозойской вулканогенно-осадочной. Промышленная нефтегазоносность

установлена в отложениях верхнего триаса, нижней юры и верхнего мела. Нефтегазопроявления известны в образованиях каменноугольного и пермского возраста (Бакиров и др., 1971). Открыто шесть месторождений – пять нефтяных и одно газовое. Месторождения приурочены к моноклиналям, осложненным флексурами (Яньчань, Юнпин и др.) и нарушенным разрывами антиклиналям (Шатинцзы, Мацзетань и др.). С первыми связаны литологически экранированные залежи, со вторыми – пластово-сводовые, иногда тектонически экранированные. Глубины залегания продуктивных горизонтов составляют 40–1000 м (Кравченко, Парсаданова, Севастьянов, 1976). Коллекторские песчаные пласты характеризуются пористостью 1,3–22,5%, проницаемостью – 0,1–62,0 мД, мощность их варьирует от 2 до 200 м.

Сычуанский (104) бассейн располагается между древним массивом Цзынань и палеозойской складчато-геосинклинальной Цинлинской системой. Его строение осложнено системами поднятий и прогибов северо-восточной ориентировки. Мощность вулканогенно-осадочной толщи в прогибах достигает 10 км, на поднятиях сокращается до 2–4 км. В составе этой толщи могут быть выделены три комплекса. Кембрийско-триасовый представлен мелководно-морской терригенно-карбонатной формацией, содержащей эвапориты в отложениях среднего триаса, характеризующей платформенный этап развития бассейна. Особенности орогенного этапа отражает красноцветная моласса средней – нижней юры и континентальная вулканогенно-осадочная формация мела – кайнозоя. В восточной части бассейна преобладают по мощности платформенные формации, в то время как в западной распространение платформенных и орогенных формаций в разрезе равнозначно.

Всего выявлено 23 месторождения: восемь нефтяных и 15 газовых. Все нефтяные месторождения приурочены к Люншуйскому своду, газовые – к Изилуцзинскому и Южно-Сычуанскому прогибам Юго-Восточной Сычуанской складчатой зоны. Промышленно нефтегазоносны песчаники и известняки верхней юры, газоносны доломиты и известняки нижней перми. Месторождения приурочены к крупным поднятиям (10–20 x 8–70 км) брахиантиклинального или антиклинального типа, иногда асимметричным, разбитым нарушениями. Нефтяные залежи преимущественно пластовые сводовые, а газовые массивные. Мощность продук-

тивных горизонтов изменяется от 5 до 200 м. Известняки и доломиты среднего триаса характеризуются пористостью 19,7% при проницаемости 0,1 мД. Начальные дебиты газа в карбонатных коллекторах среднего триаса и нижней перлии варьировали от 0,1 до 3,0 млн. м<sup>3</sup>, дебиты нефти в среднем 40–50 т/сут. Глубина залегания нефтяных залежей изменяется от 300 до 1500, газовых – от 400 до 2000 м (Кравченко, Парсаданова, Севастьянов, 1976). Наиболее крупное нефтяное месторождение – Люнньюсы, а газовые – Хуан-Гуа-Шань и Шиюгоу-Дунси (см. табл. 1).

Бассейн Юаншуй (105) расположен в зоне сочленения древнего массива Цзинань и области каледонской складчатости на востоке Китая. Он отличается небольшой мощностью вулканогенно-осадочного выполнения, не превышающей 2 км. В его составе участвуют две формации – континентальная угленосная формация юрского и вулканогенно-осадочная терригенная мел-кайнозойского возраста. В породах юрского возраста известны небольшие скопления нефти.

Осадочные бассейны в области кайнозойского эпиплатформенного орогенеза на обрамлении Тихоокеанского подвижного пояса генетически связаны с Андами и Кордильерами. Подобно подгруппе бассейнов в области мезозойско-кайнозойского орогенеза все они несколько различаются между собой по геологическому строению и масштабам нефтегазонакопления.

Осадочный бассейн Неукен (106) располагается между Патагонским массивом байкальской консолидации и палеозойской складчато-геосинклинальной системой Предкордильер. Нефтегазонасыщенная толща этого бассейна представлена мелководно-морской терригенной формацией триасового возраста; паралической ранне-среднеюрского; терригенно-карбонатной, эвалоритовой и терригенной позднеюрско-мелового возраста; вулканогенно-осадочной кайнозойского возраста. К категории молассы относится лишь последняя из указанных формаций, на долю которой приходится до 1–2 км от общей мощности разреза в 4–5 км.

Регионально нефтегазонасыщенные породы средней и верхней юры, преимущественно газонасыщенные отложения мелового возраста. На некоторых площадях продуктивны вулканогенно-осадочные образования триаса. Большинство месторождений тяготеет к складчатому борту, где они образуют зоны нефтегазонакопления субмеридиональной андийской ориен-

тировки. На севере бассейна эти зоны представляют рай Рио Негро. На юге, в районе Неукен, зоны газонакопления преимущественно литологического и стратиграфического типа, связаны с региональным выклиниванием меловых пород. Часть месторождений приурочена к погребенным выступам фундамента Дорсаль и Рио-Катриэль также поперечного простирания. Глубины залегания продуктивных горизонтов в обоих районах охватывают интервал от 850 до 3200 м.

В бассейне открыто 70 месторождений, из них 53 нефтяных и газонефтяных и 17 газовых и газоконденсатных. Начальные разведанные запасы нефти и газа оцениваются соответственно, в 97 млн. т и 102 млрд. м<sup>3</sup>. Плотность разведанных запасов 13–15 тыс. т/км<sup>2</sup>, но увеличивается в зонах нефтегазонакопления до 35 тыс. т/км<sup>2</sup>.

Осадочный бассейн Мендоса (107) сформировался между погруженными блоками древнего фундамента массива Сьерра-Пампа. Мощность вулканогенно-осадочной толщи в этом бассейне более 5 км. В низах разреза залегает мелководно-морская терригенная формация палеозойского возраста, выше – вулканогенно-осадочная формация триасового возраста, перекрытая с несогласием континентальной вулканогенно-осадочной формацией кайнозойского возраста мощностью до 2 км.

В бассейне выявлено 19 месторождений, которые образуют две основные зоны нефтегазонакопления структурного типа, западную – Тупунгато и восточную – Барранкас. Первая из них протягивается вдоль складчатого борта, а вторая пересекает осевую область бассейна в северо-западном направлении. Локальные поднятия разбиты взбросами и сочленены между собой кулисообразно. Продуктивные пласты установлены в отложениях триасового и палеогенового возраста на глубинах от 1800 до 3600 м. Более древние из них преимущественно нефтеносны, а молодые – палеогеновые, газonosны. Залежи пластовые сводовые, реже литологически ограниченные. Плотность запасов на всей площади бассейна 6 тыс. т/км<sup>2</sup>, но увеличивается в зонах нефтегазонакопления до 23 тыс. т/км<sup>2</sup>.

Осадочный бассейн Ла-Риоха (108) представляет собой серию небольших по площади впадин, находящихся между приподнятыми блоками фундамента на севере массива Сьерра-Пампа. Мощность чехла в некоторых из них достигает 5 км. В его составе участвуют мелководно-морская

терригенная и паралическая формации ранне-среднепалеозойского возраста (девон), континентальная каменноугольного и вулканогенно-осадочная красноцветная пермско-юрского возраста.

Осадочные бассейны межгорных впадин Скалистых гор (109) отличаются своеобразием строения и развития, поскольку зона эпиплатформенного орогенеза Центральных и Южных Скалистых гор, начиная с позднего протерозоя и вплоть до мелового периода, входила в состав древней платформы. Южная часть региона к востоку от плато Колорадо (впадины Блэк-Меса, Сан-Хуан, Парадокс) испытала горообразование уже в конце палеозоя (пенсильваний – пермь), но затем вновь находилась в состоянии платформенного режима. Во второй половине позднего мела весь регион был вовлечен в интенсивные движения и произошла его дифференциация на крупные сводово-глыбовые поднятия и расположенные между ними неправильных очертаний глубокие впадины (Биг-Хорн, Ханна-Ларами, Уинд-Ривер и другие), выполненные мощными, молассового типа, морскими верхнемеловыми и континентальными кайнозойскими отложениями. Осадочное выполнение межгорных впадин мощностью свыше 5 км представлено: мелководно-морской терригенно-карбонатной формацией палеозойского возраста, в южных бассейнах частично изменяющей свой облик на обломочно-эвапоритовый на уровне от карбона до перми; терригенной мелководно-морской и красноцветной континентальной формации триас-раннемелового возраста; мелководно-морской и континентальной молассой верхнего мела – кайнозоя. На долю последней приходится местами до 4–5 км от общей мощности разреза в 5–7 км. В ряде впадин указанные отложения смяты в крупные региональные зоны поднятий, протягивающиеся на десятки километров.

Поисково-разведочные работы на нефть и газ в описываемой группе бассейнов начались в 1862 г. В настоящее время здесь выявлено более 1100 нефтяных и 450 газовых месторождений. В разрезе известно 30 продуктивных горизонтов, возраст которых от кембрия до палеогена. Основные залежи нефти и газа приурочены к нижнемеловым песчаникам и карбонатным породам миссисипия и пенсильвания. Большинство месторождений связано с антиклинальными зонами на бортах бассейнов. Характерными типами залежи являются пластово-сводовые, реже литологические или тектонически экранированные. Важное значение имеют зоны

нефтегазонакопления, связанные с палеодельтами мелового возраста. Для бассейна Сан-Хуан характерны типы залежей литологически и гидродинамически экранированные, и лекторами почти повсеместно являются песчаники с пористостью до 18% и проницаемостью 150 мД. Начальные разведанные запасы составляют 1050 млн. т нефти, 870 млрд газа и 110 млн. т конденсата. Особенности нефтегазонакопления в рассматриваемых бассейнах определяются приуроченностью месторождений нефти к зонам поднятий в бортовых частях межгорных впадин, связью залежей с палеодельтами меловой эпохи, преимущественной газоносностью осевых частей впадин.

В целом, в особенностях нефтегазонакопления, имеющем место в группе осадочных бассейнов, сформировавшихся в областях эпиплатформенного орогенеза, намечаются черты сходства и различия с аналогичными условиями, характеризующими близкую к ним по ряду признаков группу бассейнов межгорных впадин фанерозойских складчатых областей. К элементам сходства относится, прежде всего, широкий стратиграфический диапазон продуктивных пластов, охватывающий отложения от пермского до неогенового возраста включительно, а также существенная роль коллекторов континентального и паралического генезиса, однако в рассматриваемой группе 28,3% коллекторов приходится на карбонатные породы, что является важной чертой различия. Последнее проявляется и в распределении залежей по глубине. Если в межгорных впадинах фанерозойских складчатых областей 57,2% продуктивных пластов выявлено на глубине от 1000 до 1500 м (см. выше), то в данной группе на этих глубинах находится лишь 19,1% залежей. При этом 61,9% залежей приурочено к глубинам от 2000 до 4000 м и более (табл. 6). Еще одной чертой различия является прямое соотношение между объемами вулканогенно-осадочной толщи и средневзвешенной мощностью (рис. 13). Значения объемов, изменяющихся от 0,01 до 5,3 млн. км<sup>3</sup> в различных бассейнах, в принципе сопоставимы с объемами в орогенных впадинах фанерозойских складчатых областей. Однако значения средневзвешенной мощности в большинстве случаев превышают 2 км, а в пяти из девяти и свыше 3 км, достигая 6,3 км (Сычуанский бассейн). Еще более отчетливым оказывается различие в плотностях запасов. Плотности до 15 тыс. т/км<sup>2</sup> характеризуют бассейны со средневзвешенной мощностью от 2 до 3 км; до 25 тыс. т/км

Бассейны орогенных впадин в областях эпиплатформенного орогенеза

Литологический тип пластов-коллекторов	Глубина залегания регионально-продуктивных горизонтов, м								% по ти- пам кол- лекторов
	<1000	1000- 1500	1500- 2000	2000- 2500	2500- 3000	3000- 3500	3500- 4000	>4000-	
Терригенные:									
мелководно-морские	1			1		2		1	23,8
паралические				1		1			9,5
континентальные	1	2		2				1	28,6
Карбонатные		2		1		2			23,8
Вулканогенно-осадочные		2					1		14,3
Вулканические и мета- морфические:									
трещинные									-
поровые									-
% по глубине залегания	9,5	19,1	9,5	23,8	-	23,8	4,8	9,5	100



со средневзвешенной мощностью от 3 до 4 км, тогда как в орогенных впадинах фанерозойских складчатых областей экстремальное значение плотности в 15 тыс. т/км<sup>2</sup> может быть спрогнозировано только при значении средневзвешенной мощности в 4–6 км.

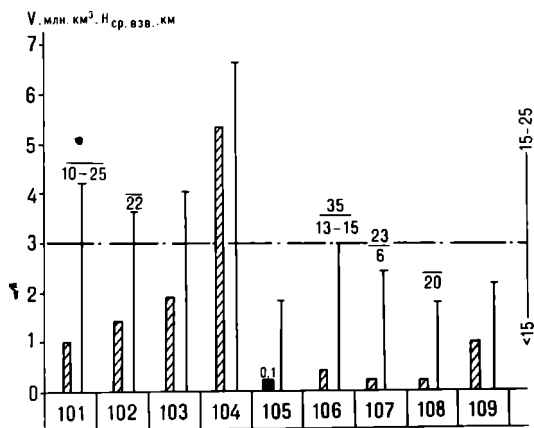


Рис. 13. Гистограмма соотношения между объемами и средневзвешенной мощностью вулканогенно-осадочной толщи в дочных бассейнах областей платформенного орогенеза. 101-109 - номера бассейнов см. в рис. 3 и 12. Условные обозначения см. в рис. 5.

### Группа осадочных бассейнов внутриплатформенных синек

Осадочные бассейны этой группы занимают отдельные относительно изолированные области древних Южно- и Северо-Американской, Австралийской и Антарктической платформ, являющихся, в принципе, обрамлением Тихоокеанского подвижного пояса. Своеобразное исключение в рассматриваемом регионе представляют восток Большого Артезианского бассейна и бассейн Муррей, приуроченные не к древней, а к эпипалеозойской Восточно-Австралийской платформе (рис. 14). Своеобразие эволюции и строения бассейнов заключается в трех основных признаках формирования вулканогенно-осадочного чехла на коре континентального типа с отчетливо выраженными "гранитогнейсовым" и "базальтовым" слоями с соответствующим положением

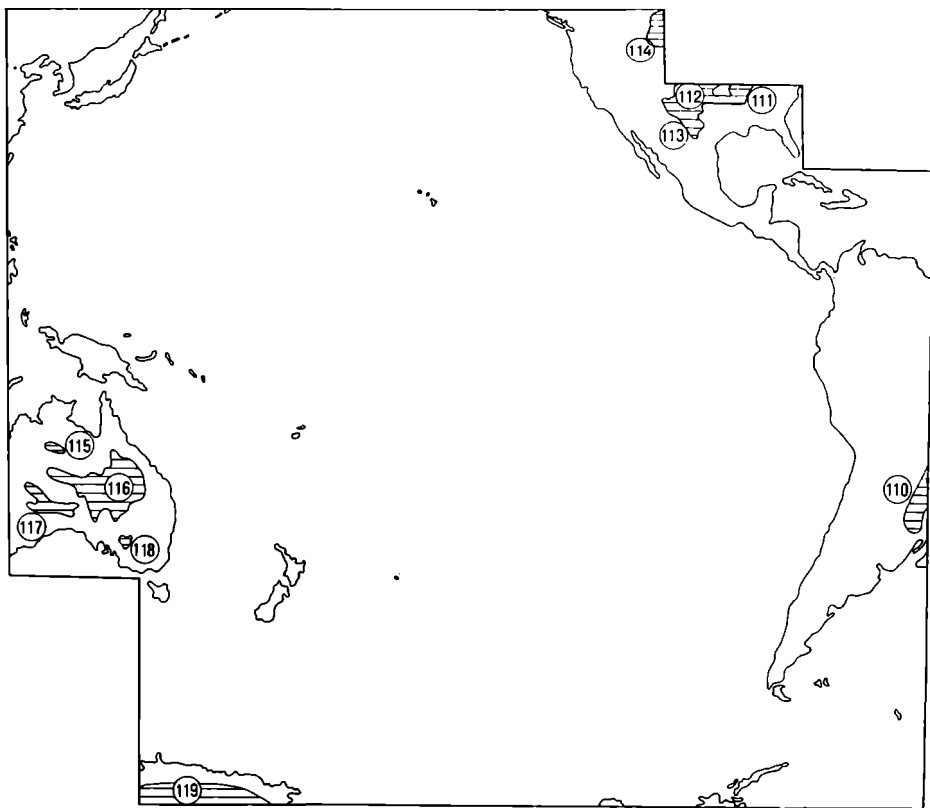


Рис. 14. Схема распространения осадочных бассейнов внутриплатформенных синеклиз. Условные обозначения см. на рис. 3.

раздела Мохоровичича на глубинах 35–45 км; относительно невысокой (за исключением суббассейна Амадиес в Большом Артезианском бассейне) мощности чехла, составляющей 2–4 км; преобладанием в чехле платформенных терригенных и карбонатных формаций мелководно-морского генезиса. Континентальная и параличская угленосные формации появляются в разрезе, преимущественно, в самых верхних его горизонтах. Наличие в чехле вулканогенных, например, трапповой формации или вулканогенно-осадочных формаций встречается в единичных случаях. Четыре из десяти бассейнов данной группы, расположенные на Северо-Американской платформе, представляют собой сосредоточение многих промышленных месторождений нефти и газа.

В. Паранском бассейне (110), приуроченном к одной синеклизе Южно-Американской платформы, мощность вулканогенно-осадочной толщи 4–6 км и более. В ее составе участвуют: среднепалеозойские (силур – девон) терригенная и карбонатно-терригенная мелководно-морские формации; позднепалеозойские (карбон – перм) континентальная и параличская формации; раннемезозойская (триас – юра) вулканогенно-осадочная трапповая формация и позднемезозойско-кайнозойская континентальная формация. Промышленные месторождения не выявлены из-за недостаточной разведанности, однако известны многочисленные нефтегазоносные проявления в отложениях раннепермского и позднетриасового возраста. Вдоль восточного борта бассейна в зоне, тянущейся к выходу на поверхность фундамента, протягивается пояс битуминозных глинистых сланцев, обогащенных органикой пермского возраста. Запасы нефти в этом поясе, по оценкам различных авторов, составляют от 15 до 500 млн. т.

Иллинойский осадочный бассейн (111) совпадает с одной именной синеклизой, выполнен отложениями палеозойского возраста, мощностью более 3 км. В разрезе участвуют: ранне-среднепалеозойская (кембрий – низы миссисипия) терригенно-карбонатная мелководно-морская формация и средне-позднепалеозойская (верхний миссисипий – пенсильванский) континентальная формация. В структуре чехла доминирующее значение принадлежит линейным зонам приразломных поднятий, а также погребенным поднятиям. Локальные поднятия иногда осложнены сбросами. Известно более 1100 нефтяных и около 300 газовых месторождений, большинство из них мелкие. Ловушки преимущественно

структурные, встречаются и литологические залежи в погребенных долинах палеорек. Нефтегазоносные горизонты, числом около 25, располагаются в широком стратиграфическом диапазоне от ордовика до карбона. Однако основные продуктивные пласты связаны с терригенными и карбонатными, в том числе рифогенными коллекторами каменноугольного возраста, характеризующимися пористостью 15–20% и средней проницаемостью около 100 мД. Начальные запасы бассейна составляют 524 млн. т нефти, 20 млн. т конденсата и 69 млрд. м<sup>3</sup> газа. Залежи почти выработаны и остаточные запасы составляют около 20 млн. т нефти и 15 млрд. м<sup>3</sup> газа. Особенности размещения месторождений определяются, преимущественно, двумя обстоятельствами – связью зон нефтегазоаккумуляции с приразломными линейными поднятиями и приуроченностью наиболее крупных скоплений (Иллинойс, Сейлем, Клей-Сити и другие) к погребенным поднятиям в наиболее погруженных частях впадин; практическим отсутствием месторождений в краевых областях, несмотря на благоприятные общегеологические предпосылки.

Западный внутренний бассейн (112) обладает достаточно сложным строением. В его пределах выделяется ряд поднятий и прогибов, таких как свод Чотоква, погребенный кряж Немеха, впадины Форест-Сити, Салина, Анадарко и другие. Глубина залегания поверхности фундамента на большей части площади бассейна не превышает 2 км и только в прогибе Анадарко, являющимся краевым по отношению к горстовым поднятиям в авлакогене Вичито, достигает 8–10 и более километров. История формирования осадочной толщи, начавшаяся в кембрии, характеризовалась несколькими значительными перерывами: в силурийско-девонское, предпенсильванское, позднепермское-юрское время. Кембрийско-ордовикские и каменноугольные породы представлены терригенно-карбонатной мелководно-морской формацией, пермские – преимущественной красноцветной континентальной.

Западный внутренний бассейн один из старейших нефтедобывающих районов США. Первые месторождения здесь были открыты в 1882 г. За весь период разведки выявлено около 4350 нефтяных и 1250 газовых месторождений. Основные продуктивные горизонты бассейна связаны с отложениями палеозоя, в которых известно более сорока промышленных пластов. Коллекторы как песчаные, так и кар-

бонатные. Наиболее важные продуктивные горизонты связаны с терригенными отложениями пенсильвания, терригенно-карбонатными отложениями ордовика, карбонатными кембрийско-ордовика. Ловушки двух основных типов – структурные и литологические, в том числе и шнурковые. Залежи обнаруживают большое разнообразие типов – структурные, пластовые, массивные сводовые, стратиграфически и тектонически экранированные. Пористость коллекторов колеблется от 10% до 30%, проницаемость достигает 200 мД. Начальные запасы бассейна оцениваются в 2,5 млрд. т нефти, 0,5 млрд. т конденсата и 3,5 трлн. м<sup>3</sup> газа.

Пермский (Западно-Техасский) осадочный бассейн (11) приуроченный к одноименной синеклизе, состоит из трех крупных структурных элементов (с востока на запад): прогиба Мидленд; Центрального поднятия с фундаментом, погруженным на глубину 2,5–3 км; прогиба Делавэр. Суммарная мощность чехла достигает в прогибе Мидленд 4 км, в прогибе Делавэр 8–9 км. Бассейн выполнен преимущественно отложениями пермской системы, на долю которых приходится до 3,5–4 км от общей мощности разреза. Ранний – средний палеозой (кембрий – девон) представлен континентальной, а также терригенной, терригенно-карбонатной и карбонатно-кремнистыми формациями; карбон – карбонатной формацией, замещающейся в направлении к Центральному поднятию терригенной мелководно-морской; пермская порода – сложным комплексом формаций преимущественно мелководно-морского генезиса – терригенной, карбонатно-терригенной, рифовой, вулканогенно-осадочной и эвапоритовой. Рифовая формация представлена, в частности, барьерным рифом Капитэн, охватывающим Делавэрскую впадину и протягивающимся на 550 км при мощности до 650 м. Разрез завершается континентальной формацией триасового возраста.

В Пермском бассейне насчитывается около 30 продуктивных горизонтов, приуроченных к отложениям всех систем палеозоя. Наиболее древними среди них являются верхнекембрийские песчаники. В нижнем ордовике, представленном доломитами, известно пять нефтегазоносных горизонтов, залегающих на глубине от 1500 до 7000 м. К этим отложениям приурочены крупнейшие газовые месторождения Гомез и Локридж, расположенные во впадине Делавэр. В карбонатно-терригенных отложениях среднего ордовика известно от трех до пяти продуктивных горизонтов

В пенсильванских отложениях основные залежи выявлены в рифовых массивах атолла Хорсшу. С пермскими отложениями связано около 60% всех запасов и добычи нефти. В межсолевых и подсолевых терригенно-карбонатных отложениях перми известно более десяти продуктивных горизонтов. Основная добыча приходится на барьерный риф "Капитэн" (месторождения Хендрик, Купер-Моньюмент, Иве и др.).

Первые нефтяные месторождения открыты в 1904 г. К настоящему времени выявлено более 5000 нефтяных и около 600 газовых и газоконденсатных месторождений.

Наиболее характерны следующие типы залежей: пластовый сводовый, массивный сводовый, структурно-литологический, тектонически экранированный, литологически экранированный, комбинированный, массивный в рифогенном выступе. Коллекторы представлены, главным образом, известняками, доломитами, доломитизированными известняками и, в меньшей мере песчаниками и конгломератами. Пористость известняков и доломитов колеблется от 3 до 13%, проницаемость до 150 мД. Начальные разведанные запасы составляют 3,8 млрд. т нефти, 480 млн. т конденсата и 2,3 трлн. м<sup>3</sup> газа. Доля 52 наиболее крупных нефтяных месторождений в начальных доказанных запасах составляет 52, а в текущих – 58%.

Основные особенности формирования и размещения месторождений определяются: ведущей ролью ловушек, связанных с рифовыми массивами; значительной протяженностью зон нефтегазонакопления, достигающих нескольких десятков километров; в пределах Центрального поднятия преимущественной нефтеносностью бортовых частей прогибов Делавер и Мидленд, а газоносностью наиболее погруженной области в Делаверской впадине; преобладанием карбонатных коллекторов.

Уиллстонский осадочный бассейн (114) располагается в одноименной впадине Северо-Американской платформы. Осадочный чехол сложен отложениями от кембрия до неогена включительно. Палеозой представлен преимущественно морской карбонатной формацией. Мезозой и кайнозой – в основном терригенной мелководной и терригенной континентальной формациями. Максимальная мощность чехла около 4,5 км. Впадина осложнена рядом флексур и антиклинальных зон.

В осадочном чехле от кембрия до верхнего мела известно более 20 продуктивных горизонтов, из которых наиболее

древний – среднекембрийские песчаники Дедвуд. Основныи нефтеносными горизонтами являются известняки раннекаменноугольного возраста – Медисон (десять продуктивных горизонтов, в которых заключено более 40% разведанных запасов нефти бассейна), а также известняки ордовикского возраста – Ред-Ривер (около 30% запасов). Наиболее продуктивные газоносные горизонты – песчаные прослои в тальше аргиллитов верхнего мела и юрские карбонаты. В силурийских и девонских отложениях залежи нефти связаны с структурными ловушками; в миссисипских породах, наряду со структурными, встречаются литологические и стратиграфические ловушки, которые характерны для более молодых продуктивных горизонтов. Поисково-разведочные работы на нефть и газ начались в 1905 г., к настоящему времени открыто более 240 нефтяных и 75 газовых, в основном небольших по запасам месторождений. Только в четырех из них запасы превышают 13,5 млн. т. Начальные доказанные запасы нефти по бассейну составляют около 250 млн. т, газа около 100 млрд. м<sup>3</sup>.

Основные особенности формирования и размещения залежей нефти и газа определяются: преимущественной нефтеносностью нижней части разреза и газоносностью верхней; преобладанием структурных ловушек в нижней части разреза, литологических и стратиграфических в верхней; отсутствием в бассейне крупных месторождений нефти и газа.

Бассейн Уизо (115) – самый северный из бассейнов в внутриплатформенных синеклиз в Австралии. Он расположен между выступами фундамента массива Арунта и занимает весьма небольшую площадь. Бассейн выполнен моласой позднего протерозоя, терригенной мелководно-морской формацией раннего палеозоя и континентальной формацией кайнозойского возраста. Суммарная мощность чехла, по физическим данным, может достигать 3600 м. Перспективы нефтегазоносности не выяснены (Оленин, 1969).

Большой Артезианский бассейн (116) находится в центральной области Австралийской платформы. Осадочная толща в его западной части, включающей суббассейн Амалдиес и тяготеющие к нему районы, залегает на докембрийском складчато-метаморфическом основании; в восточной, соответствующей Восточному внутреннему суббассейну, как предполагают, на среднелалеозойском фундаменте. Суббассейн Амалдиес приурочен к крупному грабену-авлакогену, ограниченному выступами раннекембрийского основания

В строении осадочной толщи, мощность которой превышает 10 км, принимают участие три комплекса – протерозойско-кембрийский, ордовикский и силур-неогеновый. Первый характеризуется чередованием и взаимозаменением мелководно-морских терригенных и карбонатных, и терригенных континентальных формаций. Второй – мелководно-морской, в его состав входят терригенные, карбонатные и эвапоритовые формации. Силурийско-неогеновый комплекс представлен преимущественно континентальной формацией при участии паралических отложений. Осадочная толща смята в субширотные складки, интенсивность складчатости возрастает к бортам суббассейна. Залежи газа известны в отложениях верхнего протерозоя и ордовика, залежь нефти – в отложениях ордовика. Открыто два месторождения (газовое и газонефтяное), приуроченных к крутым антиклинальным складкам. Залежи сводовые, глубина газовых залежей – 900–1500, нефтяной – 1500–1730 м. Пористость коллекторов ордовика составляет 6%, проницаемость – 0,1–500 мД. Начальный дебит газа достигает 1,7 млн. м<sup>3</sup>/сут, нефти – 68 т/сут.

Восточный внутренний суббассейн ограничен с юга и востока каледонскими складчатыми сооружениями, с севера – выступами докембрийского основания. Соответственно с запада на восток происходит “омоложение” основания осадочной толщи от докембрийского до позднекаледонского. Осадочная толща суббассейна мощностью 2–7 км смята в пологие, зачастую куполовидные складки общего ортогонального простирания. Большинство складок представляет собой структуры облекания блоков фундамента. В составе осадочного выполнения принимают участие ордовик-каменноугольная терригенная мелководно-морская и континентальные, мелководно-морская карбонатная и эвапоритовая формации; пермско-юрские терригенные паралическая и континентальная формации; мел-палеогеновые терригенные мелководно-морская и континентальная формации.

В суббассейне известны три газовых месторождения, связанных со складками облекания. Залежи газа находятся на глубине 3600–3800 м (нижний девон) и 2050–2350 м (пермь), высота залежей 1,5–4,5 м. Начальный дебит до 0,85 млн. м<sup>3</sup>/сут.

Бассейн Оффисер (117) представляет широко вытянутый прогиб в теле докембрийской платформы Австралии, заложившийся, возможно, на месте древнего желоба типа



авлакогена. Осадочный чехол, мощность которого достигает 5,5–6 км, сложен в нижней части мелководно–морскими вулканогенно–осадочными и терригенно–карбонатными формациями позднего докембрия – ордовика (?), в верхней – терригенными формациями перми – мела такого же генезиса. Сведения о признаках нефти или газа отсутствуют.

Бассейн Муррей (118) связан с обширной пологой синклизой, обрамленной палеозойскими складчатыми сооружениями. Осадочный чехол, залегающий на разновозрастном каледонском основании, представлен континентальной формацией пермского возраста, а также паралической и мелководно–морскими формациями раннемелового и кайнозойского возраста. Мощность чехла лишь на крайне небольшой площади данного бассейна достигает 2000 м. Его залегание весьма пологое.

Восточно–Антарктический бассейн (119) представляет весьма специфическое образование, поскольку его осадочная толща, залегающая на докембрийском основании, перекрыта ледовым щитом, мощностью 1,5–4 км (Ушаков, 1968). От шельфа Антарктиды бассейн отделен выступами фундамента Земли Королевы Мод, Земли Эндерби, Земли Уилкс.

Осадочный чехол бассейна, по косвенным данным, обобщенным в работах П.С. Воронова (1964), М.Г. Равича и Г.Э. Грикурова (1970), а также других отечественных и зарубежных исследователей, слагает комплекс осадочных и вулканогенно–осадочных пород от позднепротерозойского до юрского возраста включительно. В его основании залегают преимущественно мелководно–морская вулканогенно–осадочная формация молассоидного типа, мощностью до 1000 м. Выше находится нижняя часть так называемой серии Бикон, которая относится к силуру (?) – нижнему карбону (?). Это преимущественно континентальная кварцево–песчаная формация, мощностью в 50 м. Верхняя часть серии Бикон, отделенная перерывом от нижней, состоит из трех формаций: покровно–ледниковой (верхи карбона – низ перми); угленосной паралической (нижняя пермь – нижний триас); трапповой формации (нижняя – средняя юра). В последней из них покровы базальтовых лав разделены пачками песчаников. Отмеченные условия залегания и состав вулканогенно–осадочного чехла Восточно–Антарктического бассейна вызывают предположение о вероятности формирования здесь в широких масштабах залежей гидратных газов по схеме, предложенной А.А. Трофимуком и его соавторами (1969).

Особенности размещения и формирования месторождений нефти и газа в осадочных бассейнах внутриплатформенных синеклиз в принципе удовлетворяют закономерностям, известным ранее геологической науке. Одновременно, как это ныне выяснилось на примере Уиллстонского осадочного бассейна, обнаруживается, что даже в случае высокой степени разведанности нефтегазоносный потенциал этих бассейнов все еще не выявлен полностью.

От других групп бассейны внутриплатформенных синеклиз отличает, прежде всего, преимущественная нефтегазоносность отложений палеозойского возраста, а также установленная промышленная нефтегазоносность наиболее древних осадочных образований позднего протерозоя. Среди различных типов коллекторов ведущая роль принадлежит трещинным карбонатным, включающим и рифовые массивы. На долю карбонатных коллекторов приходится до 64,55% всех продуктивных пластов в бассейнах данной группы. На втором месте находятся пласты в терригенных породах мелководно-морского генезиса - 16%, в паралических и континентальных образованиях содержится совместно 16,15% продуктивных пластов. В распределении продуктивных пластов по глубине обращает на себя внимание тот факт, что 61,25% находится в интервале от 1000 до 3000 м, 19,05% - на глубинах от 3000 до 4000 м и более и только 9,7% - на глубинах менее 1000 м (табл. 7).

Зоны нефтегазонакопления контролируются линейными и приразломными поднятиями, обладающими протяженностью в десятки и даже сотни километров или погребенными поднятиями в осевых частях впадин. Преимущественная нефтеносность приходится на нижние горизонты разреза и бортовые, периферические области осадочных бассейнов. Напротив, газоносность более показательна для верхних горизонтов чехла и наиболее погруженных частей впадин, осложняющих строение осадочных бассейнов. Специфической чертой нефтегазонакопления является разнообразие типов ловушек - структурных, стратиграфических, литологических, включающих и залежи шнуркового типа в долинах палеорек.

Бассейны рассматриваемой группы характеризуются невысокими суммарными объемами вулканогенно-осадочной толщи, изменяющимися от 1,2 до 2,5 млн. км<sup>3</sup> (рис. 15). Между объемами и средневзвешенной мощностью, составляющей в среднем от 2 до 3 км, соотношения в большинстве случаев прямые. Некоторое исключение представляют



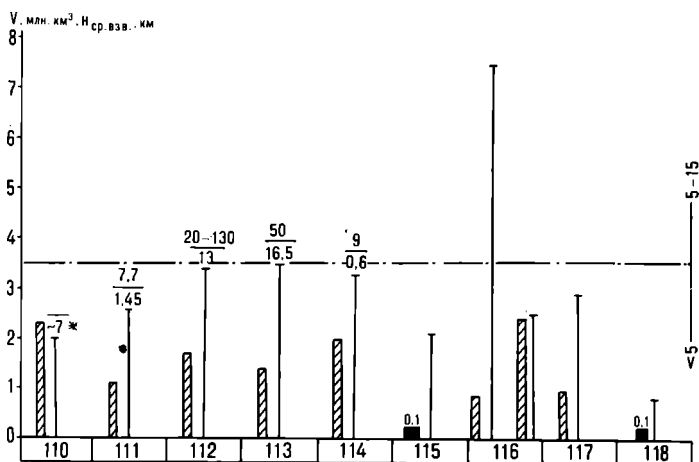


Рис. 15. Гистограмма соотношения между объемами и средневзвешенной мощностью вулканогенно-осадочной толщи в осадочных бассейнах внутриплатформенных синеклиз. 110-118 – номера бассейнов см. на рис. 3 и 14 Условные обозначения см. на рис. 5

бассейны на Австралийском континенте. Здесь, например, в суббассейне Амадиес (Большой Артезианский бассейн) средневзвешенная мощность достигает более 7 км при суммарном объеме вулканогенно-осадочной толщи около 0,8 млн. км<sup>3</sup>. Аналогичным образом, в бассейне Оффисер средневзвешенная мощность составляет 2,75 км при суммарном объеме чехла менее 1 млн. км<sup>3</sup>.

Плотность разведанных запасов невысока и составляет от 0,6 до 13 тыс. т/км<sup>2</sup>, но в зонах нефтегазоаккумуляции она увеличивается до 20-130 тыс. т/км<sup>2</sup>. Такие значения плотности определяются тем, что большинство месторождений относится к категории мелких и средних с запасами до 50 млн. т. Для дифференциации плотностей запасов в зависимости от значения средневзвешенной мощности данных недостаточно, однако вполне очевидно, что для плотности запасов от 5 до 15 тыс. т/км<sup>2</sup> необходимо значение средневзвешенной мощности свыше 3,5 км. Крупные место-

рождения и зоны нефтегазонакопления тяготеют к древним рифтам - авлакогенам или рифовым массивам.

В этой связи следует отметить, что наибольшие перспективы нефтегазонаосности в осадочных бассейнах внутри-платформенных синеклиз в пределах рассматриваемого региона связаны с суббассейном Амадиес, приуроченным к древнему авлакогену в теле Австралийской платформы и характеризующемуся наиболее высоким значением средней взвешенной мощности. Минимальными перспективами, по аналогичным признакам, обладает бассейн Муррей.

#### Группа осадочных бассейнов современных пассивных океанических окраин

Эту группу объединяют несколько общих признаков: существенная гетерогенность глубинного строения; закономерная связь эволюции потенциально нефтегазонаосной толщи с геологической историей Атлантического, Индийского и Тихого океанов; значительная роль в строении шельфовых зон реликтов рифтовых впадин; сокращение стратиграфического диапазона потенциально нефтегазонаосной толщи в направлении от платформенных областей континентов к глубоководным океаническим котловинам; участие в составе этой толщи, наряду с формациями континентального и мелководно-морского, также формаций глубоководного генезиса; залегание нефтегазонаосной толщи в пределах континентов и их подводных окраин на складчато-метаморфических комплексах архея, протерозоя и палеозоя, а в глубоководных котловинах непосредственно на "базальтовом" слое земной коры; вероятное отсутствие в разрезе той части бассейна, которая находится в пределах глубоководных котловин, осадков древнее юрского, а в отдельных районах триасового возраста. Области максимальных мощностей ей (до 8-12 км) потенциально нефтегазонаосной толщи приурочены, как правило, к континентальному склону и его подножью, а осложняющие строение бассейнов (или точнее мегабассейнов в связи со значительной их площадью) выступы и впадины ориентированы порой дискордантно по отношению к простираению шельфа. Подошва потенциально нефтегазонаосной толщи в глубоководных котловинах иногда приподнята на 2-4 км к уровню ее залегания на шельфе, что создает благоприятные возможности для миграции углеводородов в сторону котловин (Левин, Хаин, 1971).

Структура вулканогенно-осадочной толщи в глубоководных котловинах, хотя и обладает определенными вариациями в отдельных бассейнах, но в первом приближении однотипна. Ее слагают два структурных этажа – альпийский и киммерийский со скоростями 1,8–2,2 и 2,2–2,8 км/сек, и киммерийский со скоростями 3,8–4,8 и 4,8–5,5 км/сек (The Geology of..., 1974). Нижний этаж и раннеальпийский подэтаж распространены в полном объеме вблизи подножия континентального склона. В направлении к срединноокеаническим поднятиям они вначале замещаются глубоководными осадками, а затем вообще выклиниваются из разреза. Следует отметить, что наличие в океанических котловинах слоев позднемезозойского возраста, представленных мелководно-морскими образованиями было предсказано В.В. Белоусовым (1968) еще до начала глубоководного бурения. В пределах рассматриваемого региона (имея в виду также обрамление Тихоокеанского подвижного пояса) получают распространение 12 бассейнов данной группы (рис. 16). Промышленная нефтегазоносность и угленосность известна только в пяти из них – Аргентинском, Гвианском, Западно-Австралийском, Тасмановом и Западно-Новозеландском. Именно на их примерах и рассматриваются далее основные особенности нефтегазо- и угленакопления в бассейнах современных пассивных океанических окраин.

Аргентинский бассейн (123), расположенный на Пампо-Патагонской плите Южно-Американской платформы и в сопредельной области Аргентинской глубоководной котловины, один из наиболее сложных по геологическому строению и обширный по площади. Он объединяет пять крупных и различных по тектоническому типу впадин, выполненных вулканогенно-осадочной толщей, мощностью до 4–10 км. Каждая из впадин может рассматриваться в качестве самостоятельного суббассейна. Впадины (или суббассейны) разделены поднятиями или структурными седловинами, где эта толща порой отсутствует (например, массив Десеадо) или ее мощность испытывает существенное сокращение. В юго-западной части бассейна распространены три впадины (Санта-Крус-Магелланова, Чубут-Сан-Хорхе, Фолклендская), сформировавшиеся на Южно-Американской платформе и ее морском продолжении на шельфе и Фолклендском краевом плато. В составе вулканогенно-осадочной толщи принимают участие миогеосинклинальные комплексы палеозоя, плат-

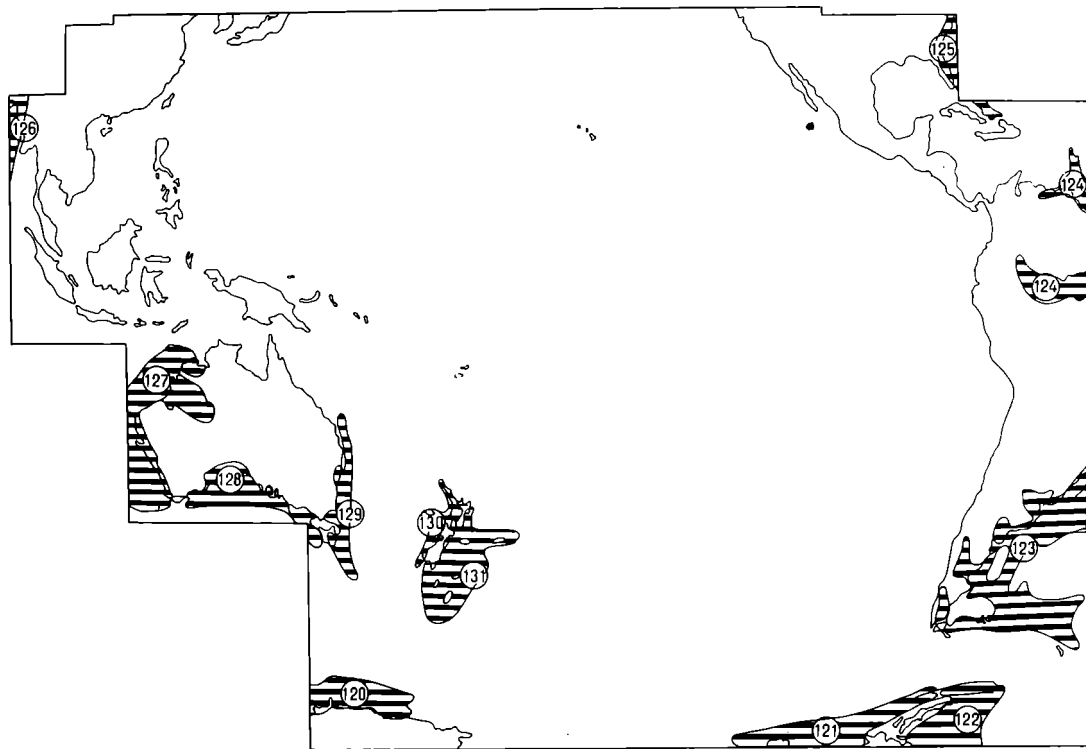


Рис. 16. Схема распространения осадочных бассейнов в современных пассивных

форменные и орогенные комплексы мезозоя и кайнозоя. Эти три впадины торцеобразно сочленены еще с двумя, находящимися на северо-востоке рассматриваемого бассейна и приуроченными к рифтогенным прогибам. Осевые зоны впадин протягиваются вдоль континентального склона и несколько смещены относительно друг друга, вероятно, по поперечному разлому. Мощность консолидированной вулканогенно-осадочной толщи достигает здесь 6–8 км, а в ее разрезе должны присутствовать домезозойские слои, по-видимому, аналогичные по формационному составу известным на континенте. Вышележащие горизонты мезозойского возраста, представленные формациями мелководно-морского генезиса, распространяются в пределы Аргентинской глубоководной котловины, где их мощность постепенно сокращается до 1 км и менее. Одновременно консолидированные породы сменяются неуплотненными глубоководными (карбонатно-кремнистая и терригенная формации). Кайнозой, на долю которого приходится более половины общей мощности вулканогенно-осадочной толщи, испытывает аналогичное замещение формаций по латерали.

Промышленная нефтегазоносность установлена в трех районах Аргентинского бассейна: Огненная Земля и Чубут во впадине Санта-Крус-Магеллановой, а также Сан-Хорхе во впадине Чубут-Сан-Хорхе. Во впадине Санта-Крус-Магеллановой мощность вулканогенно-осадочной толщи более 10 км. Ее слагают миогеосинклинальные комплексы позднего палеозоя, залегающие на позднепротерозойском фундаменте – мелководно-морские вулканогенно-осадочная и терригенная формации позднеюрско-палеогенового возраста, а также паралическая и лимническая терригенные формации (по сути дела, единая молассовая формация) неогенового возраста. Эта молассовая формация, мощностью до 2 км, выполняет относительно узкий предгорный прогиб Анд. Региональной нефтеносностью характеризуются отложения поздней юры и мела, преимущественной газоносностью – эоцен-миоценовые. Всего известно 80 месторождений, большая часть которых находится в нефтегазоносном районе Огненная Земля на одноименном острове. Месторождения приурочены к брахиантиклиналям, а залежи пластовые, сводовые. Основной интервал продуктивности – 1–3 км. Физические свойства гранулярных коллекторов (кварцевые песчаники) в нижнемеловых горизонтах довольно высокие, пористость 21,3–33,8%, проницаемость 61–4000 мД. В трещинных кол-



лекторах верхней юры эти значения составляют соответственно 21% и 40 мД. Среднегодовая добыча не превышает 0,8 млн. т. Начальные разведанные запасы составляют около 70 млн. т нефти и 250 млрд. м<sup>3</sup> газа, при этом 98% запасов нефти и 84% запасов газа содержится в горизонтах мезозойского возраста.

Во впадине Сан-Хорхе мощность вулканогенно-осадочной толщи около 6 км. В ее составе принимают участие миогеосинклинальные комплексы среднего - позднего палеозоя, карбонатно-терригенные и вулканогенно-осадочная формации триас-раннемелового возраста, терригенная позднего мела - раннего миоцена и терригенная лимническая позднего миоцена. Мелководно-морские условия седиментации существовавшие от среднего палеозоя до раннего миоцена включительно, - отличительная черта эволюции вулканогенно-осадочной толщи во впадине Сан-Хорхе. Подавляющее большинство залежей нефти и газа выявлено в горизонтах поздне мелового возраста (свита Чубут), однако нефтегазоносны также отложения юры и палеоцена. Всего известно 68 нефтяных (из них два на шельфе) и четыре газовых месторождения. Залежи располагаются на глубинах от 300 до 2500 м. Ловушки комбинированного структурно-литологического и тектонически экранированного типа. Продуктивные пласты, представленные обширными по площади линзами песчаников, обладают проницаемостью до 800 мД и пористостью 16-33%. Начальные разведанные запасы составляют около 320 млн. т нефти и 88 млрд. м<sup>3</sup> газа.

Особенности формирования и размещения скоплений углеводородов в рассмотренных районах Аргентинского бассейна на основе существующего фактического материала могут быть намечены лишь в самом общем виде. Они определяются газоносностью молассового комплекса в предгорных прогибах и преимущественной нефтеносностью платформенной терригенной формации мелового возраста. Соответственно, зоны нефтенакопления располагаются либо в осевой области впадин Санта-Крус-Магеллановой и Сан-Хорхе, либо на восточном платформенном борту. Однако и в том и в другом случаях наблюдается тяготение этих зон к структурным линиям, параллельным простиранию Анд и дискордантным во впадине Сан-Хорхе к ее главенствующей ориентировке.

Гвианский бассейн (124) так же, как и Аргентинский, представляет собой крайне гетерогенное образование. В его

состав входят: крайне восточное звено системы субандийских передовых прогибов – Оринокский прогиб; Гвианская область периокеанических опусканий, охватывающая и западную окраину одноименной глубоководной котловины; впадины Амазонской синеклизы – Нижне-, Средне- и Верхне-Амазонская. Одновременно каждый из указанных крупных структурных элементов может рассматриваться в качестве самостоятельного суббассейна. При этом Оринокский прогиб и Амазонская синеклиза дискордантно сочленены с Гвианской областью периокеанических опусканий. В пределы рассматриваемого региона попадает только часть общей площади Гвианского бассейна, представленная Верхне- и Средне-Амазонскими впадинами на юге и Оринокским прогибом на севере. Последний из указанных структурных элементов характеризуется установленными значительными масштабами промышленной нефтегазоносности не только на континенте, но и на шельфе. Верхне- и Средне-Амазонская впадины, равно как и Амазонская синеклиза в целом, возникли в пределах древнего рифтового трога, пересекающего Южно-Американскую платформу (Лосзу, 1970). Мощности вулканогенно-осадочной толщи в этих впадинах достигает 4–6 км. В ее составе участвуют: мелководно-морская терригенная формация ранне-среднепалеозойского возраста; сложная по составу паралическая формация позднепалеозойского возраста, характеризующаяся наличием прослоев эвапоритов и внедрением более поздних (юрских) силлов основной магмы, представленных диабазами, долеритами и базальтами; континентальная красноцветная формация мелкайнозойского возраста.

В Средне-Амазонской впадине известно два небольших месторождения нефти с продуктивными горизонтами в отложениях девонского и позднекаменноугольного возраста. Покрышкой для залежей являются эвапориты позднего карбона и мезозойские покровы базальтов. В шельфовой зоне Амазонской синеклизы (за пределами карты) выявлено одно газовое и одно нефтяное месторождения в отложениях позднепалеогенового возраста.

В Оринокском прогибе мощность потенциально нефтегазоносной толщи достигает 8–12 км, причем на долю верхов эоцена, олигоцена и миоцена приходится более 8 км. В ее составе участвуют мелководно-морская терригенно-карбонатная и терригенная формации мел-палеогенового возраста и терригенная паралическая формация неоген-четвертич-

ного возраста. В этом прогибе к 1977 г. было открыто 220 месторождений, в том числе на шельфе о. Тринидад 12 месторождений. С запасами свыше 70 млн. т - восемь месторождений: Офисина, Солдадо, Форест Резерв, Чимире, Гуара, Нипа, Кирикире, Мата (см. табл. 1). Регионально нефтегазоносны отложения олигоцен-миоценового возраста. Все месторождения многопластовые. Залежи сводовые, тектонически экранированные, литологические и стратиграфические. В обстановке нефтегазонакопления в различных районах Оринокского прогиба существуют некоторые различия. На платформенном борту распространены линзовидные и шнурковые залежи, приуроченные к песчаным горизонтам в палеоруслах рек, стекавших с Гвианского щита. Здесь же находится зона скопления тяжелой нефти - "Пояс Оринок", приуроченная к континентальным песчаникам мелового и палеоген-неогенового возраста. В восточной части складчатого борта (район Большой Хусепин) нефтяные залежи связаны с зоной регионального выклинивания отложений миоценовой дельты Палеооринок, газа - с разломно-блоковыми структурами. Продуктивные горизонты залегают на глубинах от 85 до 4600-5000 м, количество их на одном месторождении варьирует от 2 до 1000. Общая нефтенасыщенная мощность часто превышает 100 м. Дебиты скважин до 960 т/сут нефти и около 330 тыс. м<sup>3</sup>/сут газа. Пористость в коллекторских горизонтах меняется от 23 до 34%, проницаемость 5-75 мД, но местами до 150-2000 мД. Наибольшие разведанные запасы в Оринокском прогибе оцениваются в 1700 млн. т нефти и 1 трлн. м<sup>3</sup> газа. Из этого количества запасов около 100 млн. т нефти приходится на шельф о. Тринидад. Плотность запасов в различных нефтегазоносных районах Оринокского прогиба существенно неоднородна. Так, например, в зоне Париа (западный шельф Тринидада) на площади около 5,8 тыс. км<sup>2</sup> средняя плотность запасов 13 тыс. т/км<sup>2</sup>, однако в контурах выявленных залежей эта плотность увеличивается до 200 тыс. т/км<sup>2</sup>. На восточном шельфе Тринидада на площади в 500 км<sup>2</sup>, тяготеющей к обнаруженным месторождениям, плотность разведанных запасов достигает 52 тыс. т/км<sup>2</sup>. Предполагается, что запасы нефти "Пояса Оринок" составляют около 1000 млрд. т.

Особенности формирования и размещения месторождений в Оринокском прогибе определяются приуроченностью наиболее крупных месторождений как на континенте (Форест

Резерв и др.), так и на шельфе (Солладо) к зоне крупного регионального разлома – сбросо-сдвига Лос-Бадхос, а также промышленной нефтегазоносностью горизонтов в поднадвиговом комплексе; наличием не только литологической и фациальной изменчивости осадков по разрезу и латерали, но и региональных коллекторских толщ в отложениях палеоделът; значительной по масштабам промышленной нефтегазоносностью отложений миоценового возраста.

Для Западно-Австралийского бассейна (127) своеобразие геологического строения выражается также в различном по отношению к ориентировке шельфа простираении основных структурных элементов – согласном на юге (прогибы Перт и Карнарвон) и дискордантном на севере (прогиб Каннинг). Два первых из упомянутых прогибов относятся к категории самостоятельных суббассейнов, отделенных друг от друга поперечным поднятием, где мощность осадочной толщи не превышает 2 км. Напротив, прогиб Каннинг, который протягивается на 900 км вглубь Австралийской платформы, представляет собой своеобразную структурную террасу на юго-восточном продолжении прогиба Карнарвон. В соответствии с общим структурным планом бассейна осевая зона прогибов Перт и Карнарвон, где мощность осадочной толщи превышает 10 км, приурочена к области шельфа и континентального склона. Эта толща распространяется и в прилегающие к подножию континентального склона районы глубоководной Западно-Австралийской котловины, однако здесь ее мощность сокращается до 1–2 км. Характерной чертой современного структурного плана является наличие систем продольных и поперечных разломов, подвижки по которым обусловили формирование кулисосочлененных горстов и грабен. В приразломных зонах развиты крутые складки, что особенно характерно для суббассейна Перт. Промышленные месторождения нефти и газа известны в суббассейнах Перт и Карнарвон, причем в первом из них они выявлены на континенте, а во втором – преимущественно на шельфе.

В суббассейне Перт толща осадочных пород, достигающая мощности 10–12 км, может быть подразделена на четыре комплекса: позднепротерозойско-среднепалеозойский, сложенный осадочными и вулканогенными орогенными формациями, преимущественно континентального генезиса; пермо-триасовый, в строении которого принимают участие платформенного типа терригенные мелководно-морские параллические и континентальные формации (при некотором

преобладании последних в пермской части разреза); юрски нижнемеловой, представленный преимущественно континентальной терригенной формацией; верхнемеловой – палеогеновый терригенный мелководно–морской. Судить о степени распространения самого нижнего, позднепротерозойского–среднепалеозойского комплекса в пределы шельфовой зоны суббассейна Перт пока не представляется возможным.

Промышленные залежи трех известных месторождений связаны с континентальными отложениями пермского и юрского возраста и мелководно–морскими образованиями триасового возраста. По типу залежи сводовые, тектонически экранированные. Глубина залегания продуктивных горизонтов 1575–2270 (пермь – триас) и 3700–4100 (юра) м, начальные дебиты нефти до 4 т/сут, газа – 70–250 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Пористость гранулярных коллекторов в пермских и триасовых отложениях 2–8%, проницаемость 2–550 мД, в юрских соответственно 5–13% и 0–518 мД. Извлекаемые запасы за превышают 25 млрд. м<sup>3</sup>.

В суббассейне Карнарвон толща осадочных пород так же достигает мощности 12 км, при этом диапазон изменения мощности составляет 8–10 км. Для южной части суббассейна характерны крутые приразломные антиклинали, для северной – весьма пологие брахискладки размерами до 22 x 10 км. Осадочная толща может быть подразделена на четыре комплекса: позднепротерозойский – раннепалеозойский (доордовикский); ордовик–каменноугольный; пермско–среднеюрский и верхнеюрский – неогеновый. Нижний, доордовикский комплекс, о площадном распространении которого в пределах суббассейна Карнарвон точных данных нет, слагают орогенные формации вулканогенно–осадочного и осадочного генезиса. В строении ордовик–каменноугольного комплекса принимают участие преимущественно мелководно–морские терригенные, рифовые и карбонатные формации к западу частично замещающиеся на эвапоритовые. Пермско–среднеюрский комплекс испытывает значительное изменение формационного состава по простиранию суббассейна Карнарвон. На юге он представлен терригенными формациями, преимущественно паралического и континентального генезиса (в низах юрского разреза присутствует так же терригенная глубоководная формация). На севере – карбонатной и карбонатно–терригенной формациями. Верхнеюрско–неогеновый комплекс слагает, главным образом, терригенная мелководно–морская формация с маломощными просло-

ми дельтовых фаций в мезозойской части разреза. Латеральные изменения формационного состава данного комплекса выражаются в распространении на севере (район Скотт-Риф) вулканогенно-осадочной формации позднеюрского возраста и мелководно-морской карбонатной формации миоценового возраста.

Промышленная нефтегазоносность на шельфе установлена в двух районах (северном и южном), обладающих чертами сходства в распространении газоконденсатных и нефтяных залежей по разрезу. Всего известно 19 месторождений, расположенных главным образом на шельфе, из них девять нефтяных и десять газовых и газоконденсатных. В южном районе зоны нефтегазонакопления связаны с системами приразломных структур, а залежи, как правило, двух ведущих типов - тектонически экранированного и литологического. В северном районе месторождения приурочены к пологим антиклиналям, а отличительной чертой нефтегазонакопления является экранизация продуктивных горизонтов в отложениях среднеюрского возраста покровами базальтов. Повсеместно в пределах данного бассейна глубина залегания нефтеносных пластов от 670 до 3440 м, газоносных от 1030 до 4400 м. Начальные дебиты нефти до 660 т/сут, конденсата до 370 т/сут, газа около 600 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Пористость и проницаемость составляют соответственно 28% и 76-2200 мД. В южном районе, где суммарные запасы газа на пяти месторождениях (Рэнкин, Гудвин, Норс-Рэнкин, Энджел, Лежандр) определены в 566 млрд. м<sup>3</sup> с учетом запасов нефти на Барроу (27 млн. т), плотность запасов достигает 130 тыс. т/км<sup>2</sup>. Средняя плотность запасов на всей площади шельфа рассматриваемого бассейна, составляющей около 300 тыс. км<sup>2</sup>, пока может быть оценена только в 20 тыс. т/км<sup>2</sup>.

Таким образом, особенности размещения и формирования месторождений в Западно-Австралийском бассейне определяются: приуроченностью морских месторождений к приразломным антиклинальным поднятиям, сформировавшимся как во внутренних частях впадин, так и на их склонах; связью залежей с ловушками литологического и стратиграфического типов в отложениях древних дельт; отчетливой вертикальной зональностью в распределении газоконденсатных и нефтяных залежей, при которой первые имеют место преимущественно в более древних глубокозалегающих слоях триасового возраста.

Тасманов бассейн (129) большей частью площади приурочен к одноименной глубоководной котловине, где он протянут почти на 2500 км вдоль восточной окраины Австралийского континента и о. Тасмания. При этом поперечные размеры линзы осадочной толщи составляют всего лишь от 250 до 500 км. В отличие от многих других осадочных бассейнов, получающих развитие в окраинных и внутренних морях Тихоокеанского подвижного пояса, область распространения уплотненной осадочной толщи отнюдь не охватывает Тасмановоморскую котловину в целом, а прижата к западному континентальному склону. Именно это обстоятельство, наряду с особенностями строения и эволюции земной коры, является одним из основных признаков группы бассейнов пассивных океанических окраин.

Непосредственно на континенте, а также на его восточном и юго-восточном шельфе в состав данного бассейна входят Сиднейская межгорная впадина и рифтогенная впадина Гипсленд. Последний из указанных структурных элементов является одним из немногих известных ныне районов морской нефтегазодобычи на шельфах пассивных океанических окраин. Мощность потенциально нефтегазоносной вулканогенно-осадочной толщи достигает 6 км во впадине Гипсленд. В Сиднейской впадине и глубоководной котловине Тасманова моря ее значения сокращаются до 2 и менее километров. Впадина Гипсленд, находящаяся в восточной части Бассова пролива, разделяет каледониды Нового Южного Уэльса и Тасмании. Ее позиция, выражающаяся в дискордантной по отношению к главенствующему простиранию Тасманова бассейна ориентировке, весьма напоминает положение прогиба Каннинг в Западно-Австралийском бассейне. Ведущая роль в современном структурном плане осадочной толщи принадлежит системам пологих складок северо-восточного простирания, т.е. несколько вкост впадины. Размеры локальных поднятий до 4 x 24 км, амплитуда до 300 м. В составе осадочной толщи могут быть выделены два комплекса: мел-палеогеновый и неогеновый. Нижний характеризуется преобладанием терригенных континентальных формаций при сугубо подчиненной роли мелководно-морских и параличских. Верхний – представлен мелководно-морскими карбонатной и терригенной формациями, а в кровле – терригенной континентальной.

Промышленные залежи нефти и газа приурочены в основном к дельтовым отложениям палеоцен-эоцена (света

Латроб-Вэлли), в меньшей степени – к континентальным отложениям верхнего мела. Всего открыто 16 месторождений, из них девять нефтяных, пять нефтегазовых и два газоконденсатных.

Месторождения приурочены к антиклинальным складкам, сочленяющимся между собой кулисообразно. Складки образуют как бы пучок структурных линий, раскрывающихся в северо-восточном направлении. Зоны преимущественно газоаккумуляции тяготеют к северному и северо-западному борту впадины Гипсленд, а зоны нефтегазоаккумуляции к ее осевой части. Залежи разнообразные – как структурного, так и стратиграфического типа. Высота залежей до 100 м, глубина 320–3110 м (эоцен), 2200–2300 м (верхний мел). Начальные дебиты нефти до 1050 т/сут, газа до 400 тыс. м<sup>3</sup>/сут. В региональной коллекторской толще Латроб-Вэлли, содержащей основные залежи, пористость составляет в среднем 30%, проницаемость от 500 до 5000 мД. Среднегодовая добыча нефти – 18 млн. т. Разведанные запасы составляют 340 млн. т нефти и около 200 млрд. м<sup>3</sup> газа. При общей площади впадины в 42 тыс. км<sup>2</sup> оказывается, что средняя плотность запасов составляет около 13 тыс. т/км<sup>2</sup>, однако на той ее части, где разведаны морские месторождения, плотность запасов увеличивается до 80 тыс. т/км<sup>2</sup>.

Специфика размещения и формирования месторождений во впадине Гипсленд определяется: промышленной нефтегазоносностью континентальных формаций, связью подавляющего большинства залежей с регионально выдержанными и песчаниками свиты Латроб-Вэлли, приуроченностью зон нефтегазоаккумуляции к поперечным системам поднятий.

Западно-Новозеландский бассейн (130), сформировавшийся на восточной окраине Тасманова моря, обладает некоторыми чертами различия с остальными бассейнами группы пассивных океанических окраин. Эти черты выражаются в крайнем разнообразии типов тектонических элементов обрамления, включающих: приподнятые блоки байкалид на западе Южного острова Новой Зеландии, горные сооружения киммерид на Северном острове, северную оконечность островной дуги Маккуори, глыбовые хребты Норфолк и Лорд-Хау, выступы складчато-метаморфического основания на шельфе, восточный склон Центрально-Тасмановоморского поднятия в глубоководной котловине. Линза осадочной толщи бассейна, залегающая между указанными тектонически-



ми элементами, имеет сложную конфигурацию с максимальной мощностью в 8–10 км вблизи Северного острова Новой Зеландии, к югу и западу мощность сокращается до 4–2 км и менее километров.

Промышленная нефтегазоносность установлена во впадине Таранакки, находящейся на юге Северного острова и в проливе Кука. Осадочная толща смята здесь в складки с веро-западного простирания, т.е. несогласно с основной ориентировкой впадины. В ее строении принимают участие паралические терригенные формации верхнего мела – эоце мелководно-морские терригенные, карбонатные и осадочные вулканогенные – олигоцен-неогена. В кровле разреза присутствует континентальная терригенная формация плиоцен-плейстоценового возраста.

Нефтегазоносность установлена по всей кайнозойской части разреза. Промышленные скопления газоконденсата обнаружены в верхнеэоценовых отложениях, нефти – в верховнеэоценовых и плиоценовых. Всего открыто пять месторождений, из них два в акватории. Месторождения тяготеют к структурной седловине, разделяющей впадину Таранакки, связаны с антиклинальными складками. Ловушки сводовые и литологические. Глубина залежей нефти 650–660 м, газоконденсата 2700–3300 м, высота залежей 60–120 м. Проницаемость коллекторов до 25%. Разведанные извлекаемые запасы бассейна оцениваются в 200 млрд. м<sup>3</sup> газа и 18–30 млн. т конденсата.

Самые общие черты нефтегазоносности бассейнов пассивных океанических окраин определяются следующими особенностями: достаточно широким стратиграфическим диапазоном продуктивных пластов, охватывающим отложения пермского до неогенового периода включительно; преобладающей нефтегазоносностью платформенных формаций и нефтегазоносностью молассового комплекса; ведущей ролью коллекторов паралического и континентального генезиса; наличием не только осадочных, но и вулканогенных покрышек; формированием залежей в поднадвиговых толщах; тяготением зон нефтегазонакопления к поперечным разломам и трансформационно-сдвигам, зачастую являющимся продолжением трансформационных разломов внутриокеанических подвижных поясов. Влияние горизонтальных перемещений в литосфере Земли на нефтегазоносность осадочных бассейнов пассивных океанических окраин сказывается и в формировании систем зон нефтегазонакопления в пределах рифтов, пересекающих шельф

Нефтегазонакопление в вертикальном разрезе контролируется тремя крупными нефтегазонасными этажами – доюрским, распространенным на континентах и шельфе; юрско–меловым, включающим порой палеоген, охватывающим шельф и сопредельные районы глубоководных котловин; эоцен или олигоцен–неогеновым; нефтегазонасным преимущественно на шельфе и, вероятно, континентальном склоне. Выводы о выделении упомянутых этажей и повышенных масштабах нефтегазонасности неогенового комплекса на шельфе были сделаны ранее и получили свое подтверждение на материалах описываемой карты (Левин, 1975). В количественном отношении на долю терригенных типов коллекторов приходится 91,2% продуктивных пластов, в том числе паралического и континентального генезиса – 55,9%. В отличие от остальных групп осадочных бассейнов, 20,6% продуктивных пластов находится на глубине от 500 до 1000 м и еще 55,9% на глубинах от 1000 до 3000 м. На глубине от 3000 до 4000 м и более содержится 23,5% продуктивных пластов (табл. 8).

Объемы вулканогенно–осадочной толщи и средневзвешенная мощность находятся между собой в весьма сложных соотношениях как на континенте, так и в глубоководных котловинах. В некоторых бассейнах объем достигает экстремальной величины 8,5–10,5 млн. км<sup>3</sup> на всей их площади, при объеме в глубоководной части до 1,5 млн. км<sup>3</sup>. При этом средневзвешенная мощность составляет от 4 до 5 км, а в соответствующих котловинах от 0,3 до 4 км, но в среднем около 1,5 км (Аргентинский, Гвианский, Бенгальский, Западно–Австралийский бассейны). В других – суммарный объем не превышает 1,5–4 млн. км<sup>3</sup> и в области котловин 0,3–0,5 км, а средневзвешенная мощность возрастает до 3–4,3 км. Одновременно в котловинах она составляет около 1,5 км или несколько менее (Беллинсгаузена, Южно–Австралийский и некоторые другие бассейны). Все это свидетельствует о сложной тектонической истории бассейнов и, вероятно, о значительном влиянии вулканизма на распределение объемов и средневзвешенной мощности (рис. 17).

Для выяснения предполагаемых взаимосвязей между плотностями запасов и количественными характеристиками нефтегазонасной толщи были привлечены данные по Гвинейскому бассейну, также расположенному на пассивной океанической окраине, но за пределами региона, охватываемого картой. В первом приближении можно наметить, что плотность запасов может составлять 15–50 тыс. т/км<sup>2</sup> в диа-

## Бассейны современных пассивных океанических окраин

Литологический тип пластов-коллекторов	Глубина залегания регионально-продуктивных горизонтов, м								% по типам коллек- торов
	<1000	1000- 1500	1500- 2000	2000- 2500	2500- 3000	3000- 3500	3500- 4000	> 4000	
Терригенные:									
мелководно-морские	2	1	2	4	3				35,3
паралические	4	3		1	2	1	1	1	38,2
континентальные	1	1	1		1	1	1		17,7
Карбонатные							1	1	5,9
Вулканогенно-осадочные						1			2,9
Вулканические и мета- морфические:									
трещинные									
поровые									
% по глубине залегания	20,6	14,7	8,8	14,7	17,7	8,8	8,8	5,9	100

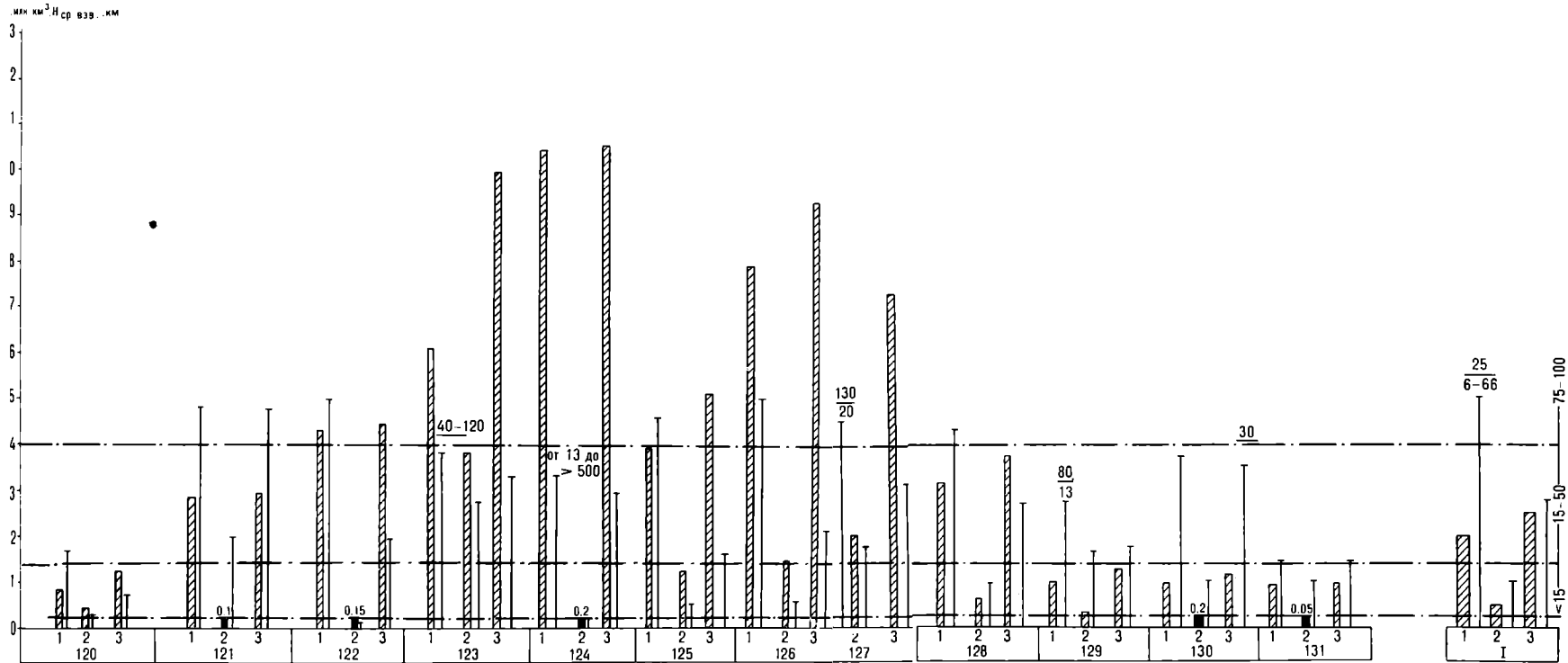


Рис. 17. Гистограмма соотношения между объемами средневзвешенной мощностью вулканогенно-осадочной толщи в осадочных бассейнах современных пассивных окраин. 120-131 - номера бассейнов см. на рис. 3 и 16. 1 - Гвинейский бассейн. Условные обозначения см. на рис. 5

пазоне средневзвешенной мощности от 1,5 до 4 км и достигать 75–100 тыс. т/км<sup>2</sup> при средневзвешенной мощности, превышающей 4 км. Подобная дифференциация плотностей запасов хорошо коррелируется с некоторыми, более ранними аналогичными прогнозами (Еременко и др., 1976; Левин и др., 1975).

Из выполненного анализа следует, что в подавляющем большинстве глубоководных котловин вблизи пассивных океанических окраин (имеются в виду районы за пределами континентального подножья) плотность запасов не будет превышать 15 тыс. т/км<sup>2</sup>. Исключения представляют бассейны Беллингаузена, Аргентинский, Западно-Австралийский и Тасманов, где плотность может возрасти до 15–50 тыс. т/км<sup>2</sup>.

#### 2.4. Угольные провинции и бассейны

Одной из особенностей Тихоокеанского подвижного пояса и сопредельных платформенных областей, охватываемых картой, является чрезвычайно широкое распространение на его территории угленосных формаций, слагающих как крупнейшие бассейны, расположенные в северном полушарии, так и весьма многочисленные небольшие самостоятельные месторождения, в большинстве сосредоточенные в южной части пояса (см. карту). Из 2900 угольных бассейнов и самостоятельных месторождений Мира, известных к 1970 г., на территории Тихоокеанского подвижного пояса расположено около 600.

В северной половине пояса и на непосредственно прилегающей к нему территории к крупнейшим и крупным угольным бассейнам с запасами, превышающими сотни млрд. т, относятся Ленский бассейн (в восточной, Приверхоанской части), Южно-Якутский и Зырянский бассейны в СССР, в Китае бассейн Шаньси, который вместе с рядом расположенных веерообразно по отношению к нему группой месторождений образует так называемый Большой Хуанхэбас. В северной половине восточного сектора находятся бассейн Альберта в Канаде, Форт-Юнион, Западный и Иллинойс в США, а также бассейн Лисберн-Колвилл на Аляске. На территории западных штатов США расположена также группа своеобразных бассейнов (Сан-Хуан, Юинта, Грин-Ривер и т.д.).

В южной части пояса угольных бассейнов значительно меньше и они обладают несравненно меньшими запасами углей. К числу наиболее крупных бассейнов с запасами до 50 млрд. т в пределах пояса относятся Боуэн и Сиднейский в Австралии и группа бассейнов Колумбии. Кроме того, в южной части пояса присутствует наибольшее число мелких угольных месторождений. Однако они нередко имеют важное промышленное значение, в первую очередь в странах Латинской Америки, большинство из которых испытывает недостаток энергетического сырья.

По качеству угли рассматриваемой территории охватывают все стадии преобразования – от землистых бурых до антрацитов, что зависит от генетического положения бассейна или месторождения. Вследствие значительного развития на площади Тихоокеанского подвижного пояса магматических образований и влияния их на характер и степень метаморфизма углей такая зависимость нарушается и положение зон одновозрастных изометаморфных углей часто приобретает пятнистый характер. Более определенно выделяются контролируемые историей геологического развития Тихоокеанского пояса геолого-географические закономерности размещения угленосных толщ.

По геологическому возрасту угленосным толщам в Тихоокеанском подвижном поясе свойствен весьма широкий стратиграфический диапазон – от кембрия до плиоцена. В кембрии угленосность выражена пачкой кремнисто-углистых сланцев, используемых для обжига извести, в силуре и девоне – маломощными прослоями угля в Юго-Восточном Китае. Наиболее ранняя промышленная угленосность в пределах пояса проявляется в каменноугольных отложениях, а поздняя – в верхах неогена.

Таким образом, в Тихоокеанском подвижном поясе геотектоническое положение угольных бассейнов и месторождений, а также состав угленосных формаций весьма разнообразны.

По принятой во ВСЕГЕИ классификации, здесь представлена группа геосинклинальных формаций\* – внутренних,

---

\* Термин "геосинклинальная формация" применяется условно. В нем отражены достаточно большие глубины прогибания и связанные с этим повышенные термобарические условия.

внешних и передовых прогибов, промежуточная группа и платформенная группа формаций на молодых, преимущественно активизированных, и древних платформах. Придерживаясь приведенной классификации, следует иметь в виду нарушение в природных условиях такого рода униформизма и нередкое развитие на площади одного и того же бассейна и двух, последовательно переходящих друг в друга, соседствующих формаций, как это наиболее часто, например, имеет место для формаций прогибов с сохранившимися в какой-то степени первичными генетическими границами. Такого рода бассейн или месторождение, включающие в себя два или, в более редких случаях, три типа формаций, должны быть отнесены к политипным. В пределах пояса к такого рода политипным бассейнам относятся Ленский, развивавшийся в западной части в платформенном, а в восточной - в геосинклинальном режимах, и Большая Синклиналь в Австралии, где антрациты геосинклинальной зоны последовательно переходят сначала в битуминозные угли, а те, в свою очередь, в угли, близкие к бурым и т.д.

Как правило, политипность бассейна отражает его положение в крупных по площади пограничных прогибах, где в геосинклинальных условиях развивалась его внутренняя часть, а полоса, примыкающая к платформе, - в условиях платформенного и промежуточного режимов. К такого рода бассейнам, кроме упомянутого Ленского и Большой Синклинали, отнесены бассейны Альберта в Канаде, Лисберн-Ковилл и Аппалачский в США.

Не рассматривая принадлежность отдельных бассейнов и месторождений к той или иной группе формаций ввиду большого количества показанных на карте объектов, следует, однако, иметь в виду, что наличие этих групп не подчинено возрастному признаку угленосной толщи, т.е. формации одной и той же группы могут быть развиты в геологических системах разного возраста. Каждой из геологических эпох в связи с присущей ей особенностью проявления тектонического режима свойственно преобладание определенной группы формаций при более слабой представительности, а иногда и с полным отсутствием какой-либо группы. Так, например, отсутствует промежуточная группа формаций (Тихоокеанский подвижный пояс в пределах СССР). Напротив, на островах Калимантан и Новая Гвинея, в Тайланде и других частях Юго-Восточной Азии эта группа формаций распространена достаточно широко. Бас-

сейлы и месторождения каждой из перечисленных групп характеризуются в пределах Тихоокеанского подвижного пояса присущими им мощностью и составом формаций.

Месторождения группы внутренних прогибов характеризуются большой мощностью и быстрой изменчивостью фациального состава по разрезу, а также малой мощностью слагающих толщу элементарных циклов и пластов углей при значительном их количестве. Обусловлено это расположением данной группы месторождений в тектонически наиболее подвижной зоне с частыми переменами знаков движения. Формации этой группы паралические. Наблюдается также сильная дислоцированность и наличие связанных обычно с замыканием геосинклинального режима вулканогенных пород в верхних частях угленосной толщи. Для угленосных месторождений этого типа формаций характерны высокометаморфизованные угли.

В пределах Тихоокеанского подвижного пояса на территории СССР к такого рода формациям может быть отнесена очень слабо изученная верхнепермская угленосная формация Приверхоянского прогиба, раннемезозойские месторождения Южного Приморья, месторождения кайнозойского возраста на Сахалине, Камчатке и в пределах Анадырской угленосной площади. В восточной части Тихоокеанского пояса в эту группу можно включить ряд месторождений Аляски и Канады (Ненана, Джарвис-Крик, Суситна, Танталус, Тинтина), Мексики (Сабинас) и некоторые месторождения Кордильер Южной Америки. Угленосные формации, которыми сложены такие месторождения, имеют песчано-глинистый состав и содержат малое количество угольных пластов, сложенных битуминозными, суббитуминозными углями и лигнитами. Как правило, такие бассейны обладают относительно небольшими запасами углей.

Формациям внешних прогибов по их расположению в менее мобильных зонах свойственны и сравнительно меньшие масштабы погружений, меньшие общие мощности формаций при более повышенной мощности слагающих ее ритмов различного порядка. В большинстве случаев характерными для угленосных формаций внешних прогибов являются осадки преимущественно лагунных, дельтовых, прибрежно-морских и прибрежно-аллювиальных фаций. Этому типу формаций свойственно уменьшенное количество пластов угля по сравнению с угленосными формациями внутренних прогибов и в то же время увеличение их мощности. Наблюдающаяся в



этих формациях значительная дислоцированность, так же как и в предыдущих формациях, выражена преимущественно линейной складчатостью с контрастностью форм проявления от пологого до опрокинутого залегания. Форма ц и и внешних прогибов свойственны угольным бассейнам как палеозойского, так и мезозойского возраста; в кайнозое этот тип формации в пределах СССР не представлен.

В зарубежных бассейнах и месторождениях этот формационный тип представлен в Кордильерах Центральной и Южной Америки, где наиболее характерными его представителями являются бассейны Колумбии и Венесуэлы (Богота, Бояка, Барко, Тачира, Сулия, Нарикваль). Для них типичны достаточно простые складчатые структуры, иногда узкие впадины, осложненные мелкими складками и разрывами. Угленосные формации имеют преимущественно глинистый состав, часто с грубообломочным и туфогенным материалом. Угленосные отложения содержат до 15 угольных пластов мощностью в среднем до 2,5 м. Угли обычно находятся на низких стадиях преобразования (до битуминозных).

В отличие от ранее описанных типов формаций, формациям передовых прогибов свойствен обычно латеральный переход в другие соседствующие – субгеосинклиналию и субплатформенную – зоны с последовательным понижением тектонической активности в этом направлении. В соответствии с этим литологический состав формации отличается значительно большим разнообразием как в вертикальном, так и латеральном направлениях. Для угленосных формаций в большинстве случаев характерно их залегание без прерыва на морских отложениях. Нередко в нижних частях разреза преобладают морские отложения, а в верхних – их роль постепенно ослабевает или они вообще отсутствуют. Во многих случаях к верхним частям разреза приурочены крупные пачки конгломератов. В такой же последовательности изменение фациального состава происходит и по мере перехода от геосинклиналию к субгеосинклиналию и далее – к субплатформенной. В некоторых случаях, например, в Ленском, Буреинском и Зырянском бассейнах заметно снижение роли морских фаций к средней и верхней частям разреза. Формации слагаются чередованием аллювиально-озерных и более редких – болотных фаций. Здесь преобладают более крупные, чем у предыдущих формаций и, ритмы первого порядка, содержащие пласты угля средней

мощности. Существенное значение для этого типа формаций имеет проявление магматических процессов в виде силлов и интрузий, сосредотачивающихся преимущественно в ее верхних частях.

В позднем палеозое и позднем мезозое формации передовых прогибов в СССР по промышленному значению занимают главное место. В зарубежной части пояса угленосные формации передовых прогибов также имеют важное промышленное значение. В группе бассейнов передовых прогибов различаются бассейны, приуроченные к передовым прогибам, сопряженным с областями палеозойской и мезозойско-кайнозойской складчатости.

Угленосные бассейны передовых прогибов, сопряженные с областями палеозойской складчатости, обычно характеризуются слабонаклонным залеганием слоев в приплатформенной их части; в области складчатых сооружений строение бассейнов усложняется — здесь развиты длинные, узкие, часто надразломные складки, нарушенные многочисленными разрывами, переходящими в надвиги. Угленосные формации имеют паралическое происхождение, их мощность достигает 5,5 км. Количество пластов угля составляет несколько десятков (до 70–75), мощность — до 3–4 м. Угли обычно находятся на средних и высоких стадиях преобразования (от битуминозных с высоким выходом летучих веществ до антрацитов).

Угольные бассейны передовых прогибов, которые связаны с областями мезокайнозойской складчатости, значительно отличаются от предыдущих исключительно сложным, часто чешуйчатым строением частей, прилегающих к складчатому сооружению. В первую очередь это обусловлено развитием надвигов и связанных с ними мелких складчатых структур. Угленосные формации тоже паралического происхождения, часто содержат грубообломочные компоненты и туфогенный материал. Их мощность может достигать 10 км (бассейн Лисберн-Колвилл). Степень преобразования углей несколько меньшая, чем в бассейнах предыдущей группы — это битуминозные и бурые угли.

Угленосные формации платформенной группы на территории Тихоокеанского подвижного пояса делятся на формации древних и молодых платформ.

Угленосные формации древних платформ широко распространены в пределах Северо-Американской и Южно-Американской платформ, а также (в меньшей степени) в отло-

жениях чехла Австралийской платформы. Они характеризуются преимущественно песчано-глинистым составом отложений, небольшой мощностью (от десятков до первых сотен метров). Количество угольных пластов в их составе колеблется от единиц до первых десятков. Степень преобразования углей – низкая и средняя. Угольные бассейны, связанные с формациями древних платформ, обычно приурочены к внутриплатформенным впадинам, прогибам и синеклизам. Угольные бассейны имеют простое строение: горизонтальные или слабонаклонные слои иногда осложнены пологими флексурами и антиклинальными зонами, которые связаны с разломами, обусловленными блоковым строением фундамента. К числу таких бассейнов относятся Мичиганский, Иллинойский, Западный, Техасский, Форт-Юнион, на Северо-Американской платформе, бассейны Риу-Грандиду-Сул и Алта-Амазона в Южной Америке.

Особую группу составляют угленосные формации так называемых подвижных (активизированных) платформ. К ним относятся угольные бассейны Китайской платформы. Сложенные континентальными осадками, главным образом бассейновых и торфо-болотных фаций перемежающихся с фациями конусов выноса или аллювиальных фаций, формации этого типа характеризуются большой мощностью, достигающей 3000 м и даже более, и содержат значительное количество пластов угля, в том числе большой мощности. Во многих бассейнах: активизация платформ сопровождалась региональной магматической деятельностью, обеспечившей необычную для платформенного режима повышенную степень метаморфизма углей вплоть до жирных или коксовых.

Другим примером бассейна, расположенного в области активизации древней платформы, является Южно-Якутский, сформировавшийся в мезозое на южной окраине Алданского щита.

Значительное площадное распространение в пределах Тихоокеанского подвижного пояса имеют угленосные формации молодых (эпигерцинских) платформ. Эти формации обладают мощностью до 1000 м, песчано-глинистым составом и содержат первые десятки пластов угля. Угли обычно находятся на низкой стадии преобразования (преимущественно бурые, реже суббитуминозные). В угольных бассейнах, связанных с формациями молодых платформ, обычно наблюдаются пологие складки, нередко с поперечными

структурами, затухающие в направлении центральных частей платформы. Количество разрывных нарушений невелико. К формациям этого типа в пределах СССР относятся среднемезозойские месторождения Забайкалья, группа месторождений кайнозойского возраста Дальнего Востока, а также Харанорское и Аркагалинское месторождения. В северной части Американского континента эта группа объединяет бурогольные месторождения Мексиканского залива Рио-Турбьо, Рекордо, в южной — Лос-Растрос.

Угленосные формации промежуточной группы, как это следует из ее названия, имеют менее четкие, чем у предыдущих групп, характерные черты. Они имеют смешанный облик: в одном и том же бассейне или месторождении наряду с присущими геосинклинальной группе признаками, существуют и признаки, свойственные или близкие платформенной группе. Так, при свойственной геосинклинальной группе значительной (иногда до 2000 м) мощности угленосной толщи она в то же время обладает присущим платформенной группе горизонтальным или близким к нему залеганием, осложненным лишь крутыми сбросами разнообразных направлений, создающими блоковую структуру бассейна. Наряду с этим, при относительно меньшей мощности позднемезозойских формаций имеется ряд месторождений со слабо или более четко выраженным складчатым строением, содержащих угли низких (не выше длиннопламенных) стадий преобразований — преимущественно бурые. При этом если в одних преобладающих случаях эта группа содержит слабо метаморфизованные угли, то в других преобразованных их доходит до стадии жирных. Мощность пластов угля весьма изменчива.

Литологический состав формаций промежуточной группы разнообразен, наблюдается некоторое преобладание внутриконтинентальных отложений; угленосные толщи паралитического состава встречаются значительно реже и тяготеют к областям, наиболее близким к границам современных акваторий; наибольшее развитие угленосные толщи паралитического состава получили в островной юго-восточной части пояса между Азиатским и Австралийским континентами. В структурном отношении эти формации приурочены к относительно простым асимметричным впадинам с довольно спокойным залеганием слоев в их центральных частях. Борты таких впадин, в особенности прилегающие к поднятым блокам, обычно имеют довольно сложное строение.

Угленосные формации, представленные в основном терригенными породами, имеют небольшую (до 300 м) мощность, которая редко достигает 1500 м. Угли суббитуминозные, частично битуминозные с высоким и средним выходом летучих веществ, и в исключительных случаях – с более низким выходом.

Угленосные формации промежуточной группы на территории СССР широко представлены большой группой поздне-мезозойских рифтовых месторождений Забайкалья и Дальнего Востока. К ним относятся месторождения бухты Угольной, Анадырское, Пенжинское. В зарубежной части к формациям переходной группы относятся месторождение Налайха в Монгольской Народной Республике, бассейны Грин-Ривер, Уинд-Ривер и Сан-Хуан в США; широко распространена эта группа и в эпиплатформенной части Скалистых гор США.

Значительная мозаичность в Тихоокеанском подвижном поясе тектонических структур как в современном срезе, так и развивавшихся в период углеобразования, обусловила высокую дисперсность расположения рассмотренных выше типов угленосных формаций. Вследствие этого обобщение данных о развитии угленосности дается путем выделения угленосных провинций, под которыми понимается значительная площадь сплошного или прерывистого распространения угленосности со сходным стратиграфическим положением и сходными условиями образования.

По этим признакам на территории пояса выделяются весьма различные по величине площади, начиная от свойственных северному полушарию крупных угленосных провинций, таких как Ленская, Восточно-Китайская, занимающих сотни тысяч квадратных километров, до несоизмеримо меньших, как например провинция Ипсуич в Австралии в несколько десятков квадратных километров.

Из выделенных 51 провинций палеозойский возраст имеют Сидней, Восточно-Китайская, Корейская и двухъярусная провинция Санта-Максима, где угольные месторождения и якарбона пространственно связаны с триасовыми; к мезозою относится 19 провинций; около половины всего количества провинций относятся к кайнозою\*. Ниже приводятся харак-

---

\* В тексте нумерация провинций указывается в скобках, вслед за ее названием.

теристики этих провинций в стратиграфической последовательности, а в границах последней по географическому признаку (против движения часовой стрелки) с запада на восток.

### Провинции палеозойского возраста

Эти провинции находят наибольшее распространение в пределах Восточной Азии. Здесь расположены очень крупная Восточно-Китайская (пермь) и несоизмеримо меньшие Корейская (каменноугольный возраст) провинции.

На Австралийском континенте располагается главная провинция Сидней на восточном побережье, и, по-видимому, также малосоизмеримая с ней Западно-Австралийская пермского возраста.

При большом общем распространении палеозойской угленосности в Северной и Южной Америке она представлена или небольшими угленосными площадями в южной части (провинция Санта-Максима) или же окраинными частями крупных (Западного и Юго-Западного) угольных бассейнов США.

Провинция Санта-Максима (4) является наименьшей среди остальных провинций палеозойского возраста. Она включает в себя расположенную на северо-западе Аргентины группу небольших месторождений Уако нижнего карбона и месторождения Рио-Тамбильос и Ла-Негра верхнего карбона. Часто угленосность отмечается и в сопутствующих пермских отложениях, содержащих обычно маломощные прослои, достигающие на месторождении Нуэва-Лубека и на фольклендских островах мощности менее метра. Провинция имеет небольшое промышленное значение. Она находится в передовом прогибе Неукен, отделяющем Патагонскую эпипалеозойскую платформу от складчатых сооружений Анд. Угленосная формация сложена внутриконтинентальными образованиями общей мощностью 300 м и более и содержит обычно один пласт угля не более 1,2–1,6 м, местами увеличивающийся до 3–5 м, а местами утоняющийся до выклинивания. Палеозойские отложения собраны в крутые антиклинальные складки, осложненные поперечными сбросами, или же в крутые, но более простого строения синклинали.

Корейская провинция (35) включает в себя бассейн Пхеньянский (в центральной части полуострова), Южно-

Канвондонский (восточная окраина), Ваджунский (южная окраина). Все они располагаются в северо-восточной части Пхенанской геосинклинали. Провинция принадлежит к восточной окраине эпипротерозойской Северо-Китайской платформы. Угленосные отложения каменноугольного возраста (серия Пхенан) входят в состав платформенного чехла, формирование которого началось в позднем докембрии. В этот период были заложены такие платформенные прогибы, как Пхеннамский, и, по-видимому, Окчхонский, к которым приурочены крупнейшие на Корейском полуострове Пхеньянский и Южно-Канвондонский угольные бассейны. Формирование обоих прогибов было длительным — от позднего докембрия до раннего мезозоя. Складчатость носит покровный характер и резко дисгармонична особенно по отношению к выступам фундамента. В мезозойское время главнейшую роль в тектонике прогибов имели расколы фундамента и резкие дифференцированные движения отдельных глыб и блоков, что обусловило возникновение узких и глубоких зон опусканий и смятие платформенного чехла. В кайнозойской деформации носили в основном сводовый характер. Угленосная толща мощностью 1500–3000 м залегает на размытых морских слоях нижнего карбона и представлена паралического типа осадками среднего и верхнего карбона. Выше следует верхняя пермь с тонкими углстыми пропластками. Разрез завершается морским триасом. Угленосные отложения располагаются во внутренней части Пхенанской геосинклинали со свойственными этой зоне интенсивными проявлениями тектонических процессов в виде сильно сжатых положительных структур, нарушенных системами надвигов и рассеченных преимущественно поперечными разломами. Угленосные отложения пронизаны частыми дайками кварц-порфиров, фельзитов, аплитов и перемежаются залежами диабазов. Угленосность в бассейнах и в различных частях одного и того же бассейна неодинакова и представлена 3–7 рабочими пластами угля изменчивой мощности. Местами пласты угля увеличиваются до 18–30 м под тектоническим воздействием или утоняются до нескольких сантиметров. На всех месторождениях провинции уголь метаморфизован до стадии антрацита. Под воздействием интрузий иногда уголь превращен в графит, который также разрабатывается.

Восточно-Китайская провинция (38) является в пределах описываемой территории самой крупной провин-

цией палеозойского возраста. В нее входят наиболее крупные значительные по размерам в Китае пермские угольные бассейны: Шаньси, Кайпин, Ганьцзян, Хуайнань, Чаньян, Шаоян и ряд крупных месторождений: Яньтай, Теньшиху, Дабук, Хуайбей, Миньшань, Мейшань, а также многочисленные более мелкие, но в большинстве разрабатываемые разрозненные угленосные площади. На ряде месторождений наряду с пермью угленосными являются и отложения среднего и верхнего карбона.

Восточно-Китайская пермская провинция по строению фундамента и структурному положению должна быть отнесена к гетерогенной. Она охватывает территорию Северо- и Южно-Китайской докембрийских платформ. В связи с тем что Северо-Китайская платформа являлась более стабильной по отношению к Южно-Китайской, в пределах первой распространены достаточно простые синклиналильные структуры, разделенные антеклизмами и поднятиями. В западной части Северо-Китайской платформы выделяется обширная Ордосская синеклиза, ограниченная с востока антеклизой Шаньси. Наиболее прогнутый участок Ордосской синеклизы расположен в ее восточной части и известен под названием впадины Сявэй, западнее которой расположен грабен Юнь-Чуань. В целом строение синеклизы простое с пологим или горизонтальным залеганием слоев в центральной части. Угленосными в пределах синеклизы являются отложения пермо-карбона и юры. Мощные яньшаньские движения позднеюрского времени, проявившиеся на всей территории платформы, привели к значительным деформациям западной окраины синеклизы и усложнению структур угольных месторождений. Восточнее Ордосской синеклизы располагаются Шаньсийская синеклиза (впадина Циншуй) и обширная Северо-Китайская синеклиза (Хэхуайский синклинорий). Строение этих структур в целом простое — основное значение здесь имеют разрывные нарушения, в результате которых структуры приобретают блоковое строение.

Южно-Китайская платформа характеризуется более сложным строением, обусловленным наличием систем внутриплатформенных складок и блоков фундамента в различной степени приподнятых или опущенных. Наиболее примечательной структурой Южно-Китайской платформы является Сычуаньская синеклиза — ее строение определяется наличием ряда складок северо-восточного направления, сопровождаемых разломами того же направления. Расположенный юж-



нее Гуйянский синклиниорий представляет собой плиту эпипалеозойской платформы и имеет сложное строение, отражающее гетерогенную структуру складчатого основания и я. Восточнее Сычуаньской расположена Хубей-Гучжоуская синеклиза, состоящая из ряда относительно пологих структур северо-восточного простирания.

По промышленному значению, масштабу развития угленосности и добыче углей провинция занимает первое место в Китае. Угленосные отложения по своей мощности и литологическому составу различных частей провинции изменчивы как в пределах одной и той же стратиграфической единицы – отдела, так и по простиранию. Максимальная общая мощность карбона исчисляется в 2800–3000 м, из которых около 1400 м падает на преимущественно морские отложения нижнего отдела, до 900 м – на слабо угленосные отложения среднего и 500 м – на осадки верхнего отдела с пластами рабочей мощности, заключенными в параллельной толще этих двух отделов карбона. Пермская угленосная толща почти одинаковой мощности: по 1300–1400 м в Северном и Южном Китае. В Северном Китае она представлена комплексом лимнических отложений, в Южном – параллельной толщей, с переходами ее в нижней и самой верхней частях верхней перми полностью в морские отложения. По стратиграфическому признаку распределения и угленосности провинция относится к многоярусной: при резком преобладании в пермских отложениях она в пределах рассматриваемой площади развита в среднем и верхнем отделах карбона и в расположенной на палеозойских месторождениях юре. Угленосность нижнего карбона представлена маломощными пластами, чаще всего пропластками сложного строения и в большинстве месторождений многозольными. К среднему отделу углеобразование затухает и возобновляется лишь в верхнем карбоне северной части Китая – в провинциях Шаньси, Шеньси, Хубей, Хэнань, где свита Тайюань – одна из наиболее продуктивных свит карбона.

Углеобразование в пермскую эпоху в северной и южной частях провинции, разделенных широтным поднятием каледонид, с расположенными на них пятнами пермских отложений, происходило в различных условиях. В Северном Китае, начавшись в позднем карбоне, оно продолжалось и в раннепермское время, когда достигло здесь наибольшего расцвета с образованием многочисленных мощных пластов угля,

приуроченных к свите Шаньси; в начале поздней перми он резко сократилось и затем прекратилось совершенно. В Южном Китае, наоборот, угленосность нижней перми незначительна, носит локальный характер и максимум углеобразования приходится на верхний – Лэпинский отдел перми, где при большем, чем на севере провинции, количестве пластов угля они значительно уступают по мощности. Встречающиеся местами в провинции юрские месторождения сложены лимническими осадками озерных и дельтовых фаций, располагаются либо в грабенах, либо в наложенных впадинах, занимают сравнительно с палеозойскими небольшие площади и содержат небольшое количество пластов угля, местами достигающих 10 м мощности.

По степени преобразования угли палеозойского возраста относятся к каменным, с широким развитием среди них коксующихся; наибольшей степени метаморфизма (вплоть до антрацитов в отдельных месторождениях или зонах) достигают угли северо-восточной и юго-восточной частей провинции. Пересекающие угленосную толщу интрузии затшевывают закономерности развития метаморфизма углей к площади.

Западно-Австралийская провинция (50) включает в себя вытянутые по побережью Индийского океана десять угленосных месторождений пермского возраста, из которых восемь сближенных, в том числе главное месторождение Колли, находятся в крайней юго-западной части страны. Провинция располагается в пределах периокеанического прогиба Перт, образование которого связывают с существованием внутриконтинентального рифта, формировавшегося с раннего карбона до конца юры. В современной структуре прогиба обнаруживается серия параллельных сбросов, ограничивающих ряд узких грабенов и приподнятых горстов. Сбросы были активными в пермское время, но наиболее интенсивные перемещения приходятся на средний триас – ранний мел.

Угленосная формация относится к паралическому типу. Она имеет общую мощность около 600 м, из которых 300 м в средней части занимают морские образования и около 50 м – базальтовый силл, и сложена в пологие небольшие разбитые сбросами синклинальные складки. Угленосность наиболее полно развита на месторождении Колли, где имеется шесть пластов угля мощностью от одного до шести метров. Уголь каменный, слабо метаморфизованный, переходный к бурым.

Провинция Сидней (51) объединяет угленосные отложения пермского возраста, развитые в пределах угольных бассейнов Боуэн (Большая Синклиналь), Сидней и Галили, и является основным районом угледобывающей промышленности.

Первые два бассейна приурочены к одноименным передовым прогибам, отделяющим эпипалеозойскую Восточно-Австралийскую платформу от герцинид Новой Англии. Бассейны Боуэн и Сидней представляют собой сложные структуры, в которых накопление осадков в значительной мере контролировалось хорошо выраженными тектоническими элементами. В пределах прогиба Боуэн наибольшие мощности (около 7800 м) пермских угленосных отложений приурочены к северо-восточной его части (синклиналь Мимоза). Западную часть прогиба образует глубокий и вытянутый трог Денисон, заполненный осадками мощностью 5 км и ограниченный с востока пермским поднятием Комет. В сакмарский век в восточных частях прогиба происходили мощные излияния лав, сопровождавшиеся извержением огромных (до 3000 м) масс пирокластов. Дальнейшее быстрое опускание прогибов и заполнение их преимущественно морскими, главным образом терригенными образованиями, сменилось в конце казанского века накоплением угленосных толщ. Прогибание бассейнов сопровождалось образованием складок. С востока оба прогиба ограничены крупной зоной разломов. В течение перми степень дислоцированности отложений постепенно возрастала и достигла своего максимума к концу этого периода. Наиболее деформированными оказались участки в восточных частях прогибов, расположенные вблизи зон краевых разломов, где отмечаются надвиги, изоклинальные складки и опрокинутое залегание слоев. Оба бассейна представляют собой крупные синклинальные структуры субмеридионального и северо-западного простирания. Восточные части бассейнов, примыкающие к складчатым сооружениям Новой Англии, обладают сложным строением. Западнее степень дислокаций заметно уменьшается и здесь преобладают пологие складки, благоприятные для обработки угольных пластов открытым способом.

Угольный бассейн Галили расположен в пределах одноименного прогиба, заложенного на восточном фланге эпипалеозойской Восточно-Австралийской платформы. Наиболее прогнутая его часть, отвечающая грабену Кобурра, располагается в северной части прогиба и приурочена к области

сочленения древних кристаллических пород со складчатым нижним палеозоем, являющимся основанием центральной и юго-восточной частей прогиба. В пределах прогиба угленосные отложения имеют практически горизонтальное залегание, приобретающее небольшой наклон в восточной его части. Угленосная формация по составу относится к параллельному типу и включает в некоторых частях разреза характерные для гондванских отложений тиллиты. Общая мощность этой толщи не менее 3000 м, а в Новом Южном Уэльсе она достигает 5100–5400 м. Угленосность представлена в различных стратиграфических горизонтах различным количеством пластов (в среднем по 5–6 пластов в ярусе) мощностью от 0,8 до 8,0 м; наибольшим числом пластов (около 15) обладает изобилующий окремнелой древесиной верхний угленосный ярус. Угли каменные, средних стадий метаморфизма с понижением степени изменения в южном направлении.

### Провинции триасового возраста

Эти провинции располагаются как в Восточной Азии, так и в Тасмании и Австралии.

Провинция Хонгай (40) включает вьетнамские бассейны Куангйен, Фанме и ряд более мелких месторождений протягивающихся к северу. Тектоническая принадлежность провинции определяется ее положением в Ханойской впадине Северо-Вьетнамской геосинклинальной зоны с каледонским или даже более древним выступом на севере. Наиболее полно провинция Хонгай развита во Вьетнаме, где толща норийского возраста сложена песчаниками и конгломератами с подчиненными им алевролитами общей мощностью 800–1300 м и образует чередование крутых антиклинальных и более пологих синклинальных структур, вытянутых с северо-запада на юго-восток и разбитых поперечными сбросами. В Юго-Восточном Китае на Центрально-Юньнаньской угленосной площади имеется незначительное количество месторождений триасового возраста. Здесь угленосность приурочена, предположительно, к более верхней части триаса; угленосная толща имеет мощность 1800–2400 м и менее осложнена разрывными нарушениями.

Угленосность в различных частях провинции различна: в южном секторе она представлена 10–12 рабочими пластами

ми угля мощностью 2-8 м, в восточной же – лишь 5-8 пластами, два-три из которых обладают весьма большой мощностью – от 10 до 60 м. В северном секторе провинции известно до 38 пластов с небольшой рабочей мощностью. Значительное различие между этими частями провинции имеется и в отношении качественной характеристики углей: южная, главным образом прибрежная часть содержит отличные антрациты с малой и средней зольностью, которые к северу во Вьетнаме сменяются вначале пластами менее метаморфизованного, в большинстве хорошо коксующегося угля и далее на Юньнаньской угленосной площади (юго-запад Китая) – еще менее метаморфизованного, преимущественно газового и длиннопламенного, чаще всего многозольного угля.

Провинция Ипсуич (52), кроме одноименного месторождения, включает ряд более мелких, расположенных в юго-восточной части Австралии и Тасмании месторождений триасового возраста. Провинция располагается в подвижной зоне на юге четко очерчиваемой Тасманской геосинклинали. В общем потенциале пояса ее промышленное значение очень скромно: в масштабе добычи в Австралии она занимает третье место. Угленосная толща на этих месторождениях пресноводного образования и имеет различный состав – от конгломератов, слагающих иногда более половины разреза на одних месторождениях и отсутствующих в других, до известковистых алевролитов при постоянном присутствии в этой толще средне- и грубозернистых, местами туфогенных песчаников. Общая мощность угленосных отложений в северной части провинции в штате Квинсленд составляет 1200 м и постепенно уменьшается к югу – до 600 м на континенте и 200-250 м в Тасмании. Триасовые угленосные отложения провинции деформировались в сложную синклинальную структуру юго-восточного и субмеридионального направления, рассеченную крупными сбросами субмеридионального направления и перекрытую более молодыми отложениями. Угленосность сосредоточена в австралийской части провинции, где имеется 11 пластов угля мощностью от 1 до 4,5 м; в Тасмании их количество редко достигает восьми и их мощность очень изменчива. Угли в разрабатываемой северной части провинции и Тасмании относятся к битуминозным, дающим хороший кокс, в южной части континента – к суббитуминозным.

Тасманская провинция (56) находится на одноименном острове и включает в себя залегающие согласно две угленосные формации: пермского и триасового возраста, имеющие важное промышленное значение. Провинция лежит в Тасманской геосинклинальной области. Угленосная пермская формация аналогична по составу разновозрастной австралийской провинции Сидней, триасовая – провинции Ипсуич при сохранении в первой из них мощности около 900 м, во второй – до 300 м. Месторождения пермского возраста располагаются в разрозненных тектонических блоках, занимают небольшие площади и имеют простое строение с пологим мульдообразным залеганием; строение триасовых угленосных площадей полностью повторяет строение пермских с более широким развитием в них рассекающих сбросов и появлением более частых, чем в перми, силлов долеритов. Угленосность в пермских отложениях незначительна: 1–3 тонкие пласты угля, редко достигающие одного метра; в триасе она представлена 3–8 пластами, в том числе тремя рабочими (1,4–3,6 м). Угли каменные, средней стадии метаморфизма вплоть до коксующихся, как в перми, так и в триасе.

#### Провинции юрского возраста

Эти провинции немногочисленны: одна из них Ла-Манш находится на Южном Американском континенте; другая – Кларенс – в Австралии и остальные на Азиатском континенте, где расположены наиболее крупные угленосные провинции этого возраста – Южно-Якутская, Сунгари, Мули\*.

Провинция Ла-Манга (3) включает в себя расположенную в центральной части и по восточному склону Анд группу сближенных юрских месторождений – Педреро, Ла-Манс (Сервантес), Ла-Чилька и далее на юге почти до широты  $45^{\circ}$  разбросанные отдельные месторождения, включая месторождение Камальо. По структурному положению они располагаются в андской геосинклинальной области мезозойского

---

\*В большинстве этих провинций переход юрских отложений в отложения мелового возраста (также угленосные) постепенен и указывается не всегда с достаточной уверенностью, поэтому при наличии такой двухъярусной угленосности отнесение провинции к тому или иному возрасту дается по возрасту преобладающей угленосности.

Месторождения занимают небольшие площади, содержат незначительные запасы; провинция имеет малое промышленное значение. Угленосная толща лейасового возраста выражена циклическим чередованием морских и континентальных отложений общей мощностью не свыше 500 м; толща смята в часто нарушенные крутые складки и характеризуется невысокой угленосностью – двумя рабочими пластами по 0,7–0,8 м. По степени метаморфизма уголь относится к группе битуминозных.

Провинция Кларенс (53) пересекает почти в широтном направлении центральную часть пермской провинции Сидней и включает в себя бассейн Кларенс, угленосные районы Мортон, Рома–Тамба в штате Квинсленд, Джипсленд на юге провинции и площадь Даббо вблизи Ньюкасла. Провинция входит в состав чехла эпипалеозойской Восточно-Австралийской платформы. В западном направлении юрские отложения уходят в пределы Большого Артезианского бассейна, где перекрыты более молодыми отложениями, и угленосность юры здесь точно не установлена. Угленосная толща представлена чередованием господствующих в ней песчаников с известковистыми алевролитами и изредка встречающимися туфогенными песчаниками общей мощностью 600–1500 м. Местами в толще залегают линзы “нефтяных” сланцев. Угленосность в этой толще развита в интервале от низов байоса до верхов титона, но в разных частях провинции и приурочена к различным горизонтам. В тектоническом строении угленосных площадей северной части преобладают сравнительно неширокие пологие синклинали, на более южных площадях – блоковое строение, особенно в Южном Джипсленде, где оно определяется частыми сбросами взаимно перпендикулярного направления. При значительном количестве пластов, местами свыше 20, мощность их находится на пределе рабочей, вследствие чего практическое значение провинции небольшое, за исключением бассейна Кларенс, где имеются пласты юрского угля мощностью 1,5–2,0 м, и площади Мортон – 0,9–1,5 м. Преобладающая часть углей относится к битуминозным со средним содержанием летучих веществ; общая закономерность – степень метаморфизма триасовых углей более высокая по сравнению с юрскими, у последних же она понижается в направлении к Южной Австралии, где угли относятся уже к суббитуминозным, в то время как в северной части провинции нижние пласты сложены хорошо коксующимся углем.

Сунгарийская провинция (33) фиксирует широко распространявшееся в юрское время углеобразование на востоке Азии. К главным разрабатываемым месторождениям в этой провинции относятся Хэган, Мули, Фусинь, Юаньбаошань, расположенные в верхнем и нижнем течении бассейна реки Сунгари. Образовавшиеся в изолированных друг от друга полосах с несколько различным строением в северной и южной частях провинции угленосные отложения располагаются на палеозойском фундаменте, характеризуются сложностью строения и состава, развитием конгломератов и переслаиванием алевролитов и песчаников с туфогенными образованиями в нижней части толщи и приуроченностью угленосности к ее средней и верхней частям. Общая мощность угленосной толщи на отдельных месторождениях различна: от 1000–1200 м на севере до 3500–5000 м (месторождение Фусинь) на юге. Угленосность наиболее полно представлена на месторождении Фусинь, где имеется до 30–35 пластов угля с непостоянной мощностью от 0,7 до 8–10 м, менее полно – шестью сложными рабочими пластами до 5–8 м. Угли каменные, средней стадии метаморфизма, с содержанием летучих веществ 25–31%, частью пригодные для коксования.

Провинция Мули (39) охватывает крупную территорию юго-восточного и центрального Китая, почти полностью окаймляя пермскую Восточно-Китайскую провинцию со стороны ее внутреннего западного контура. Благодаря широко развитой добыче угля в этой провинции, она играет значительную роль в экономике КНР. Кроме одноименного месторождения Мули, в нее входит и ряд других крупных месторождений: Датун Западный, Яоцзе, Аганьчжень, Дае, Нантун, а также более мелкие разрабатываемые угленосные площади. Провинция располагается на Южно-Китайской платформе и ее краевом складчатом обрамлении, в северо-восточной части переходящем в наложенную впадину. Юрская угленосная толща сложена пресноводными терригенными осадками, накапливавшимися в отдельных озерах и дельтовых областях, и располагается с угловым несогласием на палеозойских отложениях. Сложенная в основании всюду конгломератами, она является угленосной лишь в средней части, где пласты угля переслаиваются с разномелкозернистыми песчаниками и алевролитами; в верхней части она опять содержит грубозернистые образования, обычно неугленосные. Мощность юрских угленосных отложений



точно не установлена и колеблется в пределах от 400–500 м в северной части до 800–1000 м на более южных площадях. Угленосная толща залегает моноклинально, иногда наблюдаются пологие складки, редко нарушенные поперечными разрывами. Она содержит от 3–4 до 10–12 рабочих пластов угля, часть которых имеет постоянную мощность 2–3 м, часть же имеет мощность до 10 м (а при сложном строении – до 35 м), уменьшающуюся до 0,6 м или переходящую в небольшой прослой. Угли в северной части относятся к длиннопламенным и газовым, в южной – к газовым и жирным. На наиболее южных одиночных месторождениях, входящих в Восточно-Китайскую пермскую провинцию, где мощность юрских угленосных отложений составляет около 700 м, уголь метаморфизован до стадии антрацита.

Южно-Якутская провинция (25) включает юрский, самый крупный в Тихоокеанском подвижном поясе Южно-Якутский бассейн, протягивающийся полосой в широтном направлении на юге Алданского щита вблизи северного склона Станового хребта от р. Олекма почти до р. Учур. Известно несколько небольших впадин севернее и южнее этой полосы. О тектоническом положении этой провинции имеются разные представления. Считается, что провинция входит в мезозойский Предстановой предгорный прогиб. Некоторые исследователи указывают на возможный рифтогенный ее характер. По крупным запасам коксующихся углей провинция занимает в Восточной Сибири первое место. Угленосная толща юрского возраста несогласно располагается на докембрийских и нижнепалеозойских (на севере) образованиях, имеет мощность 2400–2800 м и перекрывается угленосным нижним мелом (700 м); эти максимальные значения относятся к южному контуру провинции, на севере они не превосходят 2400–2700 м. Юрские и нижнемеловые отложения представлены терригенными осадками внутриконтинентального и аллювиального генезиса: мелко- и среднезернистыми песчаниками, алевролитами, пластами угля и сравнительно редкими, преимущественно внутрiformационными конгломератами. Тектоническое строение характеризуется развитием взаимно переместившихся блоков с почти горизонтальным залеганием пород внутри блока в на севере и проявлением линейной складчатости на юге, по мере приближения к Становому разлому, ограничивающему эту провинцию с юга. В угленосной толще заключено до 100 пластов, из которых не более 20 относятся к числу

рабочих с мощностью от одного до пяти метров. В северной части южной свиты (верхняя юра) выделяется пласт Мощный (с 8-10 м до 60 м). Угли каменные. Метаморфизм углей бассейна - от газовых до тоших включительно. Степень метаморфизма повышается с северо-востока на юго-запад.

### Провинции мелового возраста

Почти все провинции полностью располагаются в северном полушарии; южнее экватора находятся лишь две (протягивающиеся по простиранию Анд) - Хуни в Перу и Богота в Колумбии. В северном полушарии на Американском континенте располагаются пять провинций: Санта-Клара, Сабинас, Альберта, Граундхог и Лисберн; наименьшим развитием угленосности среди них выделяются Санта-Клара и Сабинас, наибольшим - Альберта.

В провинцию Хуни (5), кроме раннемелового (вельдско-го) бассейна Хуни, входит многочисленная группа такого же возраста более мелких месторождений от Килька на юге до Мотупе на севере. Угленосная толща мощностью около 600-800 м, подстилаемая лейасовыми известняками с линзами асфальта, сложена кремнистыми песчаниками (200 м), содержащими пласты угля и битуминозных пород. Вверху она сменяется морскими отложениями. Угленосная толща содержит обычно 4-5 пластов угля мощностью не более 2 м и прорывается или на обширных пространствах перекрывается мощными послемеловыми порфиритами. Провинция приурочена к Перуанской геосинклинали. Месторождения построены в тектонически сходном плане в виде вытянутых по андскому простиранию синклиналиев или антиклиналиев, сильно нарушенных разрывами разнообразных направлений. Угли каменные с четко выраженной закономерностью изменения их метаморфизма - развитием сплошного поля антрацитов в северной части провинции в бассейне Чикамос с переходом южнее в менее метаморфизованные коксующиеся в бассейне Хуни и газовые - в южной части провинции.

Провинция Богота (8) включает в себя четыре бассейна - Богота, Бояка, Барко и Караре, сложенные переходными от маастрихта к палеоцену пестроцветными аргиллитами и алевролитами с пластами угля и редкими пачками песчаника. Угленосные отложения общей мощностью 700-1000 м согласно перекрываются относящимися к палео-

цену безугольными пестроцветными глинами (2000 м). Провинция расположена в пределах мезозойско-раннекайнозойской геосинклинальной области Северных Анд и охватывает практически весь антиклинорий Восточной Кордильеры Колумбии. Северо-западная часть провинции располагает с я в пределах Венесуэлы. Особенностью истории тектонического развития антиклинория Восточной Кордильеры служит проявление неполной инверсии этой крупной структуры, что выразилось в сохранении в ее центральной части синклинория Кундинамарка, соответствующего наиболее прогнутым частям мелового миеосинклинального бассейна. Угольные бассейны провинции (Богота, Бояка) имеют относительно простое тектоническое строение. Здесь распространены складчатые структуры, относящиеся к промежуточному между линейной и прерывистой складчатостью типу, с крыльями, нарушенными сбросами. В некоторых случаях синклинальные складки имеют облик грабен-синклиналей, а иногда сопровождаются опрокидыванием крыльев. В результате ундуляции осей складок и эрозии угленосные отложения обнажены на отдельных разобщенных участках. Из содержащихся в угленосной толще 8-10 пластов угля постоянную рабочую мощность 0,7-1,5 м имеют обычно 2-3 пласта. Угли каменные, в бассейне Богота - коксующиеся, Бояка и Барко - жирные, на севере же, в бассейне Караре, относятся к антрацитам.

В провинции Сабинас (11), объединяющей одноименный бассейн и несколько отдельных разобщенных мульд, параллическая угленосная толща кампана и маастрихта (800-900 м) приурочена к передовому прогибу Чиконтеке-Чипас. Формация слагает антиклинорий; содержит небольшое количество пластов средней мощности битуминозного, пригодного для коксования угля.

В провинции Санта-Клара (10) угленосной является переходная к мелу, перекрытая мощными вулканитами мелового возраста параллическая толща мощностью несколько более 500 м. Она расположена в мезозойской геосинклинальной области Кордильер Северной Америки и образует крутую моноклинал, содержащую 7-9 сложных пластов угля по 1-2 м, иногда до 3 м. Уголь относится к средне- и высокозольным антрацитам.

Провинция Альберта (13) включает в себя крупнейший и в Северной Америке меловой бассейн Альберта и несколько мелких того же возраста у южной оконечности этого

бассейна; она является главной топливной базой Канады. Провинция относится к полиструктурной: на западе она располагается в складчатой области Кордильер, а на востоке — в западной части Северо-Американской платформы. Центральная же часть бассейна относится к заложению в докембрийское время прогибу Альберта. Соответственно этому, мощность меловых отложений от 2500 м (в прикордильерской части) последовательно к востоку сокращается сначала до 1100 м, а у восточного контура провинции — до 470 м и менее. Угленосная толща представляет собой сложное чередование формаций морского происхождения с субконтинентальными формациями с линзовидным залеганием и взаимными замещениями по простиранию. Местами на границе формаций залегает кора выветривания, выраженная каолинизированными глинами (5–10 м).

По тектоническому строению в провинции выделяются три структурные зоны, протягивающиеся почти параллельно друг другу: примыкающая к Скалистым горам и частью расположенная в них зона чешуйчатой складчатости; свод Суит Грас восточнее предыдущей зоны и свод Сайприс-Хиллз. Каждая из этих зон может быть выделена в качестве провинции. Первой свойственно очень сложное чешуйчато-надвиговое строение со складчатостью, еще более усложняющей строение блоков. Вторая представляет собой переход к втянутой в погружение платформе. Здесь наблюдаются крупные надвиги, в том числе докембрийских отложений на меловые, а также в отдельных блоках чередующиеся между собой сжатые антиклинали и синклинали с присущей им линейной складчатостью. Тектоническое строение третьей зоны характеризуется появлением в ней структур расплывчатого контура и образованием среди них сводов. Разрывные нарушения в первых двух зонах выражены сбросами как сжатия, так и растяжения со складками волочения. В третьей зоне развиты преимущественно крутопадающие или вертикальные сбросы. Проявление вулканизма в предгорной части выражено наличием нижнемеловых туфов и даек трахитового состава. В Скалистых горах развиты крупные интрузивы различного состава. В равнинной части известны редкие интрузии порфириров и андезитов, прорывающие верхний мел и породы предположительно палеоценового возраста.

Угленосность провинции связана с отложениями нижнего и верхнего мела с закономерной миграцией к югу в

сторону Скалистых гор из нижнего мела в более высокие стратиграфические горизонты. Количество пластов углей в одних и тех же стратиграфических горизонтах в разных районах различно и иногда отличается в 3–4 раза. В среднем угленосная толща содержит 25–35 разрабатывающихся пластов угля с весьма различной мощностью – от 1 до 5 м, увеличивающейся местами в зонах волочения до 12–15 м. Метаморфизм углей закономерно изменяется в разрезе – по правилу Хильта и одновременно по площади в виде вытянутых по простиранию бассейна зон метаморфизма: антрацитов и дающих хороший кокс битуминозных углей в области Скалистых гор и прилегающего предгорья, слабее метаморфизованных по мере перехода в равнинную часть к преобладающим суббитуминозным углям.

Провинция Граундхог (16) располагается на восточном склоне Кордильер и включает в себя цепочку многочисленных разрозненных угольных месторождений, протягивающихся от месторождения Танталус на севере до Комокс и Нанаймо (на острове Ванкувер) на юге. Кроме упомянутых, остальные месторождения провинции обладают небольшими размерами и имеют малое промышленное значение.

По структурному положению провинция относится к типу межгорных впадин. Она расположена в канадской части Северо-Американских Кордильер и охватывает синклиналии Тагис–Боусер, приуроченный к области с эвгеосинклинальным типом развития, которая протягивается от Аляски до Центральной Америки. В конце юры – начале мела накопившиеся в межгорных впадинах угленосные отложения были в невадийское время сложены в складки, которые в результате последующих фаз тектогенеза приобрели исключительно сложный облик. Большое число складок опрокинута к северо-востоку, а на многих участках они осложнены дополнительной складчатостью, микроскладчатостью и многочисленными взбросами. Южнее впадин Танталус и Боусер на завершающих стадиях ларамийского орогенеза сформировалась впадина Фрейзер, выполненная угленосной молассой палеоген–неогенового возраста. Угленосная толща в северной и центральной частях провинции сложена паралитическими отложениями нижнего мела и, предположительно, верхней частью верхней юры, в южной же части она содержит верхнемеловые угли. Мощность угленосных отложений нижнего мела 1500 м, верхнего мела – 2100–2700 м. Особенностью большинства месторождений является широкое рас-

пространение на них туфов и лавовых потоков различного возраста, вплоть до неогена.

Разрабатываемые месторождения раннемелового возраста содержат до 20 пластов угля, из которых менее половины имеют рабочую мощность, не превышающую одного метра, на южных месторождениях имеется до 13 пластов угля изменчивой мощности, иногда достигающей 2–2,5 м. Во впадинах Тантабус и Боусер угли битуминозные, дающие хороший кокс; на участках, где угленосные толщи прорваны интрузиями, уголь метаморфизован до стадии антрацитов. Во впадине Фрейзер угли бурые и переходные к каменным.

Провинция Лисберн (19) находится в крайней северо-западной части Аляски между Чукотским морем, морем Бофорта и Беринговым проливом; она включает в себя крупный угленосный бассейн Лисберн–Колвилл и 13 небольших месторождений к югу от этого бассейна; провинция входит в состав Арктической эпипалеозойской платформы. В связи со значительной угленосностью главной площади бассейна Лисберн–Колвилл и наличием нефтегазоносных площадей провинция имеет перспективное промышленное значение. Угленосная толща мощностью 8800–10000 м представлена всеми отделами меловой системы, за исключением отсутствующей нижней части неокома и апта. В нижней части она сложена чередующимися песчаниками и алевролитами, выше – отложениями паралического типа, характеризующимися частыми фашиальными переходами в горизонтальном и вертикальном направлениях.

Бассейн Лисберн–Колвилл представляет собой многофазное сооружение, сформировавшееся в несколько фаз, из которых главной является фаза ларамийского орогенеза, охватывавшего отрезок времени от конца мела до эоцена. В современном плане в провинции выделяется небольшая западная часть с выходом на поверхность палеозойских структур, срезанных большим сбросом на контакте палеозоя с мелом, и расположенная восточнее область большого прогиба, которая на юге примыкает к хребту Брукса, а на севере – к Арктической платформе.

В южной части бассейна, более близкой к антиклинальному поднятию хребта, преобладает линейная узкая складчатость. Углы падения слоев достигают 30–45°; по мере перехода к северу складки выполаживаются. Появляются куполовидные складки и поля с пологим, до горизонталь-

ного, залегаением пород. Среди осадочных отложений встречаются горизонтально залегающие или пологосекущие пласты вулканитов.

Общая по всем формациям угленосность из-за частых фациальных замещений не выяснена. Наиболее разведана толща Корвин мощностью 1400 м. На западе и в центральной части бассейна установлено 60 пластов угля мощностью от 0,7 до 2,7 м. В других, не полностью вскрытых толщах, известно по 6–20 пластов мощностью 0,6–4,8 м. Угли относятся к битуминозным и суббитуминозным с общим, но иногда изменяющимся повышением метаморфизма в сторону хребта Брукса.

Анадырская провинция (20, 21) включает в себя месторождения Чаун–Чукотской, Пенжинской и Омолонской подпровинций раннемелового времени и месторождения Анадырской группы позднего мела – палеогена. По тектоническому положению почти вся провинция, за исключением западной части, располагается в области кайнозойской складчатости и развития послемеловых мощных эффузивов. По составу угленосной толщи здесь выделяется северная часть, составляющая Анадырскую группу месторождений, где угленосная формация представлена паралическим типом с широким развитием конгломератов и толщей с перемежаемостью песчаников, аргиллитов и алевролитов, и южная, Пенжинская, с терригенным составом толщи платформенного типа. При довольно большой изменчивости угленосной формации мощность ее обычно не превышает 1000 м, не считая свойственных для всех месторождений эффузивных покровов в 100 и более метров. Угленосная формация сохранилась лишь в небольших синклинальных структурах. Угленосность в северной части представлена 2–9 пластом а м и угля по 0,6–2,0 м, в южной – до 5 пластов угля при максимальной мощности до 8 м. Угли каменные, средних стадий метаморфизма, под воздействием изверженных пород местами они доведены до стадии тоших.

Камчатская провинция (28) включает в себя расположенные на западном склоне Камчатского хребта угольные месторождения палеогенового возраста (Крутогоровское, Подкагерное и другие) со значительным количеством пластов углей мощностью 0,8–3,0 м и месторождения неогенового возраста с такой же или большей мощностью. Угли палеогена – каменные, низких стадий метаморфизма; угли неогена – бурые, с очень большой влажностью.

Колымо-Индибирская провинция (22) располагается к востоку от р. Индибирки до р. Омолон. Кроме крупного Зырянского бассейна, в нее входят менее значительные нижнемеловые угленосные площади: Омсукчанская, Челемджинская, Хасынская, Аркагалинская и несколько незначительных площадей верхнего мела. Однако, по-видимому, провинция является гетерогенной: Зырянский бассейн представляет собой отдельный передовой прогиб, расположенный к югу от Алеутского нагорья, а находящаяся восточнее Омсукчанская угленосная площадь является самостоятельным прогибом. Угленосная формация наиболее полно развита в Зырянском бассейне, где она залегает на мощной, почти в 3000 м, толще лагунно-континентальных осадков верхней юры, переходящих в еще более мощную толщу (7000-8000 м) переслаивания конгломератов, песчаников, аргиллитов и алевролитов с пластами каменного угля.

Располагающиеся выше поздне меловая и неогеновые типично платформенные формации обладают мощностью 400-600 м и содержат небольшие пласты бурого угля. К югу провинции мощность угленосной формации изменяется до 1500-2900 м, и она перекрывается поздне меловыми эффузивами (1500-1600 м). Тектоническое строение Зырянского бассейна характеризуется развитием преимущественно брахиструктур, сильно осложненных на крыльях мелкой складчатостью, в том числе за счет наложения неогеновой складчатости на поздне меловую. Угли ранне мелового времени каменные, средних стадий метаморфизма, в южной части Зырянского бассейна дающие хороший кокс.

Монголо-Охотская провинция (26) по территории пояса является восточным продолжением очень крупной Монголо-Охотской провинции, захватывающей густо расположенные угольные месторождения позднеюрского - ранне мелового возраста северо-восточной части Монголии и Забайкалья, но значительно более разрозненные в восточной, слабее исследованной территории северной части Хабаровского края от 120° с.ш. до Охотского моря. По структурному положению провинция располагается на молодой активизированной платформе и представляет из себя типичную рифтовую зону на западе, в восточной части прилегающую к Тихоокеанскому подвижному поясу, с менее широким распространением грубообломочных пород. Угленосная формация обладает общим для всей провинции набором внутриконтинентальных фаций с неясной ритмичностью и расположением грубообломочных



пород (особенно конгломератов) в прибортовых частях с постепенным переходом в более мелкообломочные фракции к центру бассейна накопления.

Мощность формации обычно не превышает 200–300 м. В пределах пояса к провинции относятся Удская и Верхне-Зейская угленосные площади. Залегание угленосных отложений в большинстве месторождений пологое или слабоскладчатое.

Угленосность в западной части провинции представлена весьма различным количеством пластов: от двух–четырех на одних месторождениях до 20–30 на других, с различной, но повсюду изменчивой мощностью от 0,9 до 25 м; в восточной части провинции на Удской площади угленосность известна лишь по разрозненным выходам маломощных загрязненных пластов угля. Угли бурые.

Ленская провинция (24) включает в себя мезозойский Ленский бассейн и выделяемую иногда в качестве самостоятельной Западно-Верхоянскую угленосную площадь пермских отложений, в свое время входивших в общую площадь их распространения на территории Ленского бассейна и относимую в настоящей работе к подпровинции. Провинция относится к гетерогенной, располагающейся в различных геотектонических зонах: если Западно-Верхоянская площадь входит во внешний прогиб Верхоянской геосинклинали, в котором с востока на запад последовательно сменяются геосинклинальный, субгеосинклинальный и субплатформенный геотектонические режимы, то в передовом прогибе той же геосинклинали повторяется та же последовательность режимов в западном направлении, в сторону Сибирской платформы.

Пермские угленосные отложения наряду с лагунными и образованиями сложены ритмичным чередованием песчаников, алевролитов и пластов угля общей мощностью до 1800 м, которая к западу уменьшается до 500 м. Угленосные отложения образуют линейного типа асимметричные длинные складки, в значительной мере осложненные разрывами с небольшими амплитудами смещения. Точное количество пластов не установлено; из известных четырех пластов большая часть относится к тонким, за исключением одного выхода пласта в 4 м; наблюдаются раздувы и пережимы пластов угля. Угли каменные, от коксовых до тощих и антрацитов. Угленосная мезозойская формация Ленского бассейна в нижней части сложена осадками аллювиальных, озерных и реже болотных фаций, выше —

морскими отложениями. Средняя и верхняя части формации угленосны и представлены другим фаціальным набором: более широким участием морских, прибрежно-морских и разнообразных континентальных фаций. Мощность, фаціальный характер и литологический состав средней части формации изменчивы: фации взаимно переходят друг в друга как в разрезе, так и по латерали к северу, где происходит обогащение разреза морскими фациями, в крайней северной части провинции полностью вытеснившими из разреза все остальные фации. Мощность средней части формации 400–550 м. Верхняя часть формации в восточной части представлена преимущественно мощными пачками песчаников, алевролитов, аргиллитов и пластами угля общей мощностью от 1100–1300 м в приплатформенной части до 4000 м в восточной, пригеосинклинальной зоне. В северном направлении в разрезе этой части формации начинают появляться прибрежно-морские и морские фации, местами нижняя часть сложена полностью морскими отложениями. Верхняя часть мезозойской толщи – сеноман-датские континентальные осадки (200–1000 м) представлена типичными платформенными слабо уплотненными песками и глинами с тонкими пластами и прослоями угля. Такого же рода породами мощностью до 680 м сложен неоген, развитый в центральной части Нижне-Алданской впадины. Угленосность в основном развита в средней и верхней частях формации в южной части бассейна, где содержится наибольшее, но точно не установленное количество пластов углей мощностью до 9,5 м, в преобладающей же части – средней мощностью 1,5–2,0 м.

Угли бурые и каменные, в зависимости от структурного положения угленосной площади: на западе Ленского бассейна в платформенной зоне развиты бурые угли, к востоку последовательно переходящие в каменные – длиннопламенные и газовые, а еще далее к востоку – средней и высокой стадий метаморфизма до коксовых и отощенно спекающихся, на Западно-Верхоянской угленосной площади – отощенно спекающиеся и тощие, возможно, и антрациты. В неогене угли бурые, близкие к землистым. При преобладающем развитии во всей провинции гумусовых углей с редкими местами сапропелитов в северной части угли представлены мощными залежами сапропелитов, дающих до 70% и более первичной смолы.

Буреинская провинция (30) находится в восточной части Буреинского массива и включает, кроме Буреинского бассейна, его южный (Тырминское) и северный (Огоджинское)

месторождения — отторженцы. По структурному положению центральная часть провинции, собственно Буреинский бассейн, относится к краевому или, по мнению других исследователей, пригеосинклинальному прогибу, Тырминское же и Огоджинское месторождения располагаются в зоне субплатформенных опусканий. Угленосная формация бассейна — позднеюрско-раннемелового возраста, сложенная осадками пресноводно-континентальных фаций общей мощностью 7000 м, из которых 1800–2200 м образуют собственно угленосный комплекс, на северном и южном отторженцах значительно уменьшается в мощности с одновременным увеличением в ней грубообломочных пород. Геологическое строение в виде кулисообразно расположенных синклиналей в бассейне сменяется на отторженцах моноклиналим или слабо складчатым залеганием в ограниченных смещениями блоках. Угленосность представлена 35–40 пластами угля сложного строения мощностью от 1 до 14 м. Угли каменные, газовой стадии, многозольные.

Надайхская провинция (29) включает в себя крупную группу месторождений мелового возраста, находящихся в Монголии к юго-востоку и востоку от г. Улан-Батор, а в северной части провинции и месторождения СССР — Чжалынорское, Харанорское, Абачатуйское и Пограничное. По структурному признаку месторождения провинции располагаются в области молодой активизированной после юры платформы со свойственным им промежуточным геотектоническим режимом, обуславливающим небольшие мощности угленосных толщ. Литологический состав формации преимущественно представлен отложениями аллювиальных, пойменных и озерно-болотных фаций с небольшим количеством пластов угля различной мощности, достигающей иногда 80 м, в большинстве же случаев не превосходящей 4–5 м. Общая мощность формаций около 400–500 м с увеличением ее с запада на восток. Количество грубокластического материала снижается в том же направлении. Залегание угленосных отложений в большинстве моноклиналим или полого-синклиналим. Наиболее крупные разломы служат границами месторождений и сопровождаются оперяющими нарушениями. Угли бурые, в большинстве месторождений плотные.

Партизанская провинция (34) включает в себя Партизанский и Раздольненский бассейны мелового возраста. Как единственная в Приморье содержащая каменные угли, провинция имеет большое промышленное значение. Она располагается в Сихотэ-Алинской геосинклинальной области и

по структурному положению является гетерогенной: Партизанский бассейн находится в геосинклинальной, Раздольненский – в субгеосинклинальной области внешнего прогиба, соответственно чему закономерно изменяются состав и мощность формаций и ее угленосность. Угленосная формация нижнего мела залегает несогласно и с разрывом на палеозойских или юрских отложениях; в первом бассейне она представлена полифациальным комплексом параличского типа с общей мощностью меловых отложений 2100 м, из которых собственно угленосной части формации принадлежат 900–1500 м, в Раздольненском же – сложена только внутриконтинентальными отложениями общей мощностью 600–750 м. Общим для этих бассейнов является интенсивное проявление послемелового и палеогенового магматизма в виде прорывающих формацию гранитов, андезитов, базальтов и других магматических пород, воздействовавших на уплотнение и окварцевание пород и повышение метаморфизма углей. Свойственное обоим бассейнам тектоническое строение в форме синклинория в первом бассейне осложнено чередованием крутых синклинальных и антиклинальных асимметричных складок с углами падения крыльев  $30-60^{\circ}$ , во втором – развитием в синклинории широких, довольно пологих складок, крупных сбросов с амплитудой 100–150 м. В обоих бассейнах широко развиты разрывные нарушения с амплитудами 50–150 м.

Угленосность в Партизанском бассейне представлена почти 40 пластами угля сложного строения, из них 12–16 с рабочей мощностью 1–2 м. в Раздольненском – шесть пластами, из которых один имеет рабочую мощность до 16–17 м. Угли каменные: в Партизанском бассейне – средних стадий метаморфизма, включая и угли коксовые, в Раздольненском – длиннопламенные и газовые, в обоих бассейнах вблизи мощных магматических тел метаморфизованные до тощих и полуантрацитов.

Провинция Рангун (43) является крайней юго-западной угленосной провинцией мелового возраста. Она включает в себя всего четыре месторождения: Кинзада – ближнее к г. Рангун и группу трех сближенных месторождений: Паххоуку, Легаунг и Лой-ан (Кало) – в центральной части Бирмы.

Угленосная формация входит в состав верхней части отложений, которым условно приписан меловой возраст. Угленосная толща параличского состава залегает в виде линз среди непродуктивных отложений, сильно нарушена и

содержит небольшое количество маломощных пластов угля, раздробленных благодаря многочисленным разрывам. Точное число пластов угля не установлено. Угли каменные, от высокометаморфизованных до коксовых, тощие (месторождение Лой-ан).

Ново-Каледонская провинция (57) находится на одноименном острове, где угленосная формация верхнего мела располагается на многочисленных, но небольших площадях, разделенных серпентинитами. Залегающая несогласно на триасе формация сложена толщей чередования грубозернистых и аркозовых песчаников, с содержащими прослой угля глинистыми сланцами, переходящими в пестроцветные угленосные породы. Формация имеет мощность около 1000 м, перекрывается морским палеогеном и совместно с ним приурочена телами серпентинитов. Форма залегания угленосной толщи контролируется формой ее прорывания серпентинитами и развитыми вблизи этих прорывов сбросами. Угленосность формации представлена 3-4 пластами угля сложного строения по 2-6 м, часто утоняющихся до 0,2-0,3 м. Угли каменные, от длиннопламенных вдали от серпентинитов до антрацитов, залегающих около или среди серпентинитов или перидотитов.

Провинция Греймут (59) находится в южной половине острова Южного Новой Зеландии и включает в себя главные угленосные площади мелового возраста - бассейны Греймут, месторождения Пайк-Ривер, Мид-Кентербери, Охай, Каитангата; в крайней южной части меловые толщи перекрываются палеогеном. Угленосная формация мелового возраста от сеномана до кампанского яруса включительно наиболее полно развита в угленосном бассейне Греймут, где она сложена располагающимися на различных стратиграфических уровнях конгломератами, морскими песчаниками, алевролитами, пластами угля и местами слюдястыми аргиллитами озерного происхождения. Вверху они сменяются морскими образованиями. Формация имеет мощность не менее 1500-2200 м и повсюду по граничному сбросу контактирует с более древними метаморфизованными породами, выполняя крупные предгорные прогибы в форме сложнопостроенных, разорванных сбросами синклиналей. Приуроченная к алювиальным отложениям, угленосность представлена 3-10 часто выклинивающимися пластами угля мощностью от одного до пятнадцати метров при их слиянии. Угли каменные, средних стадий метаморфизма, значительно увеличивающе-

гося под воздействием силлов и интрузий, при закономерном региональном повышении в южном направлении.

### Провинции кайнозойского возраста

Эти провинции по количеству заключенных в них месторождений являются преобладающими в пределах Тихоокеанского пояса и в большинстве включают в себя месторождения, в которых обычно развита угленосность в палеогене и неогене. Стратиграфические границы угленосных толщ этих провинций не всегда точно установлены, поэтому отнесение провинции к тому или иному возрасту в подобных случаях определялось по преобладающей на данной площади угленосности и часто является условным. Наибольшее количество месторождений этого возраста сосредоточено в восточной части пояса. В смежных районах кайнозойской активизации Бразильской платформы к числу главных относятся провинции Алта-Амазона с предположительными запасами, превышающими запасы углей кайнозойского возраста всей территории пояса, провинция Турбью с крайними на юге промышленными разработками, провинции Миссисипи, Саскачеван, Кордильер и др. В азиатско-австралийской зоне пояса наиболее представительными провинциями этого возраста являются Кюсю-Сахалинская, Нижне-Зейская, Арро-Уссурийская, Аделаида и провинция Латроб в Австралии где известен второй в мире по мощности пласт Латроб мощностью 300-330 м. Угленосные провинции азиатско-австралийского сектора пояса по существу составляют единую трансконтинентальную кайнозойскую провинцию, начинающуюся от Камчатки и заканчивающуюся в Новой Зеландии.

Провинция Рио-Турбью (1) протягивается от южной оконечности Южной Америки почти до 40° ю.ш. и включает в себя, кроме главного бассейна Рио-Турбью, угольные месторождения палеогенового возраста: Шпион-Копф, Ньюбери, между которыми располагаются незначительные неогеновые месторождения Ла-Криола и Пико-Кемадо. Угленосная формация кайнозоя сложена отложениями параличского типа, которые местами почти полностью замещаются осадками лимнического типа и многократно прорываются магматическими породами. Обычно залегание формации более сложное на месторождениях в северной части провинции.

ши сменяется к югу пологим моноклинальным или горизонтальным залеганием, но в обоих случаях нарушены и м небольшими сбросами. Угленосность провинции представлена весьма контрастно: если в бассейне Рио-Турбьо имеется пять рабочих пластов мощностью 1–3 м, местами до 7,5 м, то на других месторождениях содержится один–три пласта угля мощностью 2–3 м. Угли в северной и центральной частях провинции независимо от геологического возраста относятся к битуминозным и суббитуминозным, уголь неогена в южной части провинции – к бурым. Провинция имеет крупное промышленное значение, в ней из 455 млн. т запасов угля всей страны содержится около 450 млн. т, сосредоточенных в бассейне Рио-Турбьо с добычей до 350 тыс. т в год.

Провинция Консепсьон (2) включает в себя расположенные по Тихоокеанскому побережью западного склона Кордильер угольный бассейн Консепсьон, месторождение Вальдивия и находящиеся между ними более мелкие угленосные площади. Провинция имеет большое промышленное значение для Чили – в ней добывается до 75% угля этой страны. Угленосная формация представлена паралическим типом. Она залегает на кристаллическом фундаменте или на породах маастрихта, имеет мощность 400 м и содержит пласты угля в средней части среди глинистых слоев и песчаников. Формация перекрывается с размывом молассой миоцена, включающей углистые прослой и ископаемую древесину. Пологое моноклинальное, как в бассейне Консепсьон, и ли мульдообразное, как на месторождении Вальдивия, залегание формации нарушается многочисленными сбросами различных направлений с небольшими амплитудами. Угленосность представлена 5–8 пластами угля, из которых обычно к рабочим пластам с мощностью 0,7–2,0 м относят лишь два–три пласта. Угли каменные, в бассейне Консепсьон средней стадии метаморфизма, на месторождении Вальдивия – низкометаморфизованные. Добыча угля на близких к морю шахтах производится под морским дном.

Провинция Алта-Амазона (6) находится в верховьях р. Амазонки, где в грабене в теле Бразильской платформы залегает кайнозойская формация, частью паралического, частью лимнического состава общей мощностью 1800 м, слагающая слабоизученный бурогольный бассейн. Формация продуктивна главным образом в верхней части до глубины 300 м, где содержится три основных пласта бурого

угля по 3-14 м и три непостоянных пласта по 1,1-6,0 м. По количеству оцениваемых различными авторами запасов (2200 млрд. т) провинция занимает второе место в мире.

Провинция Каука (7) включает в себя расположенные на западном склоне Анд в западной части Колумбии два главных бассейна – Каука и Антьокия и ряд более мелких угольных бассейнов палеогена – Кальдас-Патия и Серрехон. Угленосная провинция имеет крупное промышленное значение как по количеству запасов угля около 5 млрд. т, так и наличию в ней в упомянутых двух главных бассейнах коксующихся углей. Угленосная формация мощностью 2500-3500 м обнажена в протягивающемся в меридиональном направлении синклинории, ограниченном по восточной границе, со стороны Анд, сбросами. Внутри развиты мелкие положительные и отрицательные структуры, в значительной степени разбитые сбросами. Угленосность представлена тремя-шестью рабочими пластами угля мощностью от 0,75 до 2,2 м. Угли каменные, средних стадий метаморфизма.

Провинция Сулия-Нарикуаль (9) протягивается по южному побережью Карибского моря и включает сложенные единой кайнозойской формацией бассейны Нарикваль, Унаре, Сабан, Серрехон (палеоген) и бассейн Сулия, месторождения Эль-Исиро, Лара (неоген) на материке, а также Нестор и Эккель на о. Тринидад. Провинция в отношении добычи угля имеет весьма малое промышленное значение: при общих запасах свыше 20 млн. т годовая добыча исчисляется лишь в десятки тысяч тонн. Угленосная формация паралического типа имеет мощность 1600-3500 м. В формации содержится два-шесть тонких рабочих пласта угля с непостоянной мощностью, достигающей при их слиянии 3 м. Угли каменные, средних стадий метаморфизма.

Провинция Миссисипи (12), находящаяся восточнее Тихоокеанского подвижного пояса, включает в себя расположенные в нижнем течении одноименной реки два бурогольных бассейна: Миссисипский и Техасский. Провинция располагается на северном и северо-западном бортах При-мексиканской впадины эпипалеозойской платформы Северной Америки. Угленосная формация лимнического типа сложена чередованием песчаников, алевролитов, аргиллитов с прослоями и пластами угля и лигнита, мощность формации от 180 до 450 м. Горизонтальное залегание пород местами переходит в очень пологие моноклинали или в небольшие



по размерам мульты. Распространение угленосности по площади пятнистое, в виде разрозненных, но довольно близких месторождений. В разрезе она представлена значительным количеством пластов бурого угля и лигнита мощностью 1-1,5 м, иногда до 4,5 м; на юго-западе, вблизи границы с Мексикой, встречаются пласты кеннелевого угля.

Провинция Саскачеван (14), так же как и предыдущая, находится вне пояса. Она включает в себя одноименный палеогеновый бассейн, находящийся в Канаде, и его южное продолжение – бассейны Форт-Юнион, а также Паудер-Ривер, расположенные в США. Все эти бассейны являются центрами угледобычи, провинция имеет крупное промышленное значение. Она расположена в пределах обширной синеклизы Уиллстон Великих равнин древней Северо-Американской платформы. Угленосная формация палеогена, несогласно перекрывающая морские отложения мела, сложена терригенным комплексом чередования песков, глин, алевролитов и углей; ее мощность от 100-150 м в северной части провинции увеличивается к югу до 300-450 м, что влечет за собой и увеличение количества пластов от трех-восьми на севере до 20 пластов в южной половине провинции при обычной мощности пластов 1-2 м; у нескольких пластов она превышает 12-13 м. Залегание слоев в северной части провинции горизонтальное, местами в виде пологих куполов, в южной части наряду с простым строением на прибрежных участках оно усложняется поднятиями и образованием местных небольших складок. Угли северной половины провинции бурые, малозольные, к югу переходят в более зольные суббитуминозные.

Провинция Кордильер (15) включает многочисленные каменноугольные, угольные месторождения, которые приурочены к узкой полосе, простирающейся вдоль Тихоокеанского побережья от 60° с.ш. до г. Сан-Франциско. При общем преобладании месторождений неогенового возраста практическое значение, и притом небольшое, имеют месторождения палеогена. В провинции содержится самый мощный в мире пласт угля в 480 м (месторождение Хат-Крик – неоген). Залегающая обычно на севере на метаморфических породах палеозоя, а на юге на морских отложениях мела, угленосная формация в нижней части – паралического типа, в верхней – с преобладанием лимнических образований имеет увеличивающуюся с севера на юг мощность от 800 до 3400 м. Она интенсивно смята в протягивающиеся

почти параллельно Кордильерам узкие антиклинальные складки, которые чередуются с более пологими синклиналями и совместно рассечены сбросами. Угленосность представлена залегающим преимущественно в нижней части формации различным, не всюду точно установленным количеством пластов угля от четырех-пяти до 15 и более мощностью 3 м, образующих при слиянии сложный пласт мощностью 15-27 м. Угли в самой нижней части формации в южной половине провинции битуминозные, в том числе - коксовые, суббитуминозные, переходящие к северу в бурые угли, чередующиеся со слоями лигнита. На севере этой провинции находится на небольшом месторождении Хат-Крик сложный пласт угля, состоящий из нижней пачки в 150 м, верхней пачки 120-150 м и породного прослоя между ними тоже около 120-150 м.

Провинция Юкон (17) занимает юго-западную часть Аляски и включает в себя большое количество угленосных площадей, расположенных к югу от полярного круга, к главным из которых относятся бассейны Ненана, Матануска и Суситна, между которыми разбросаны значительные и меньшие месторождения - Джарвис-Крик, Брод-Пасс, Беринг-Ривер и др. Часть этих угленосных площадей разрабатывается, и провинция для Западной Аляски имеет промышленное значение. Расположена она в пределах мезозойской эвгеосинклинальной складчатой области Аляски. Угленосная формация палеогенового возраста в нижней части разреза и неогенового - в верхней - располагается несогласно и с размывом на породах различного возраста, от докембрия до юры. В своей нижнепалеогеновой части она сложена морскими или паралическими отложениями, вышние (верхний палеоген - миоцен) терригенными конгломератами, песчаниками, аргиллитами и пластами угля. Возраст и стратиграфические соотношения между отдельными частями формации для различных бассейнов точно не установлены. Мощность угленосной формации на различных угленосных площадях различна, в общем же для нее характерна тенденция увеличения в южном и юго-западном направлениях от 600 до 6000 м. Сложность тектонического строения бассейнов и месторождений определяется их положением в области складчатости, более интенсивно проявившейся в южной и значительно слабее в северной частях. Наиболее типичной для них является структура в виде синклинория с чередованием участков погружений с антиклинальными подня-

тиями. Угленосность месторождений полностью не установлена; в основных бассейнах вскрыто два-шесть пластов по 1-1,5 м, в главном из них, бассейне Ненана - до 15-17 пластов угля мощностью 7-13 м. Угли каменные вплоть до антрацитов, в верхней части формации местами суббитуминозные, переходные к бурым. Геологические запасы угля в провинции составляют около 9 млрд. т, годовая добыча не превышает первых сотен тысяч тонн.

Провинция Маккензи (18) включает в себя расположенные вблизи Северного Полярного круга четыре малоисследованных угленосных площади неогенового возраста: одну на юго-западном побережье Большого Медвежьего озера, две - в нижнем течении р. Маккензи и ее притока и предположительно входящую в эту провинцию небольшую площадь в верховьях р. Поркьюпайн.

Провинции Эльгенская (23) и Охотская (27) включают в себя наиболее крупное Эльгенское месторождение, ряд мелких месторождений, расположенных севернее - Финиш, Тагынья, и находящуюся в южной части провинции Охотскую угленосную площадь. Характерна угленосная формация лимнического происхождения, сложенная песками, слабоцементированными конгломератами, глинами, к югу сменяемыми аргиллитами и алевролитами, в западной части содержащими морскую фауну. Мощность формации до 400-600 м на севере. На Эльгенском месторождении и к югу на Охотской угленосной площади она местами сокращается до 150 м. Формация слабо дислоцирована и обычно слагает брахисинклинальные складки с пологим падением крыльев; разрывные нарушения имеют различные направления и малые амплитуды. Угленосность формации наиболее полно представлена в северной части, где имеется девять пластов угля с рабочей мощностью от 1 до 6 м, на Охотской же угленосной площади - четыре-шесть пластов с рабочей мощностью от 1,5 до 32 м при сложном строении.

Нижне-Зейская провинция (31) располагается в нижнем течении р. Зея, на левобережье среднего течения р. Амур и включает в себя Кивда-Райчихинское (палеоген), Свободненское (неоген) и ряд других месторождений Амурской области. По структурному положению провинция располагается в области Зейской впадины молодой активизированной платформы. Угленосная формация палеогена мощностью до 300-200 м сложена озерно-болотными фациями и содержит от двух до десяти сложных пластов угля с суммарным пла-

стом в 6-8 м, угленосная формация неогенового возраста при мощности в 50-150 м сложена такими же фациями, содержит до десяти пластов угля, из них один-пять пластов с рабочей мощностью от 2 до 50 м. В восточной части провинции отложения палеогена прорваны интрузивными телами. Угли палеогена бурые, плотные, гумусовые, угли неогенового возраста - бурые землистые, с примесью сапропелевого материала и повышенным выходом смолы.

Амуро-Уссурийская провинция (32) включает в себя угленосные площади палеогенового возраста, расположенные в бассейне р. Уссури (Угловский бассейн, Супутинское, Реттиховское, Бикинское и другие месторождения), и в среднем течении р. Амур - группу небольших месторождений (Тазовское, Волочаевское и др.). Провинция по структурному положению относится к молодым платформам, на которых активизация выразилась в появлении разрозненных прогибов. Угленосная формация, накапливавшаяся, по сравнению с Нижне-Зейской провинцией, в условиях более интенсивного прогибания, имеет и более значительную мощность (1200-2000 м), отличается более широким развитием грубообломочного материала вплоть до конгломератов, местами содержит прослойки пеплового материала. Угленосность в западной части провинции выражена большим количеством (до 32) пластов угля очень сложного строения и резко изменчивой мощности, иногда достигающей 25 м; в бассейне р. Уссури пласты угля несколько более устойчивы. Угли бурые, землистые и плотные, в Угловском бассейне переходные от бурых к каменным.

Кюсю-Сахалинская провинция (36) охватывает о. Сахалин и находящиеся к югу от него острова Японии с расположенными на этой территории угольными месторождениями и бассейнами палеогенового и неогенового возраста. В этой же провинции находятся два месторождения юрского возраста и одно - пермского. На севере о. Сахалин имеется угольное месторождение мелового возраста. Провинция имеет крупное промышленное значение, сосредотачивая в себе почти 33 млрд. т геологических запасов каменного угля, южная часть является главным угледобывающим центром Японии. Образовавшаяся на этой территории во внутреннем прогибе Ниппонский геосинклинали угленосная формация палеогена паралического состава имеет на о. Сахалин мощность 2300-4200 м, а на островах Японии - от 700 до 3000 м, мощность неогена от 4000-6000 м на Сахалине, на

островах Японии изредка уменьшается до 1300 м и, по-видимому, не превышает 5000 м. На западном крыле Западно-Сахалинского антиклинория кайнозойская угленосная формация собрана в узкие, сильно сжатые антиклинальные складки, осложненные серией диагональных и поперечных разрывов; наряду с ними развиты и более простые, асимметричные синклинали.

В южных бассейнах и месторождениях более широкое развитие получили опрокинутые складки, угленосные отложения вовлечены совместно с мезозоем в чешуйчатые структуры. Исключительно частые сбросы с малыми амплитудами густой сетью осложняют строение разрабатываемых площадей. Значительные трудности при разработках создаются также секущими угленосную формацию интрузиями, нередко сопровождаемыми излияниями высокотемпературной воды. Угленосность юрских месторождений представлена двумя-тремя пластами по 0,6-2,7 м, меловых - тремя-четырьмя пластами угля нерабочей мощности, к тому же замещенных морскими образованиями. Угленосность в палеогене представлена большим количеством угольных пластов - до 70, в том числе до 37 сложных пластов с рабочей мощностью 1-4 м, в неогене - до 19 простых пластов с рабочей мощностью 1-8 м. Угли юрского возраста относятся к антрацитам, мелового - к газовым и жирным, палеогенового - к газовым до коксовых, неогенового - к длиннопламенным до коксовых. Общая закономерность, выражающаяся в повышении стадии метаморфизма в южном и восточном направлениях, сильно нарушается развитием интрузий и образованием углей более высоких стадий метаморфизма. Преобладающая часть месторождений палеогенового возраста в Японии содержит коксующиеся угли, на Сахалине такие угли имеются лишь в неогене в центральной части острова.

Провинция Тайвань (37) занимает площадь одноименного острова, на котором распространены отложения миоцена, являющиеся одновременно нефтеносными и угленосными. Угленосная формация Кайсан параличического состава имеет мощность 2500-5000 м, собрана в довольно крутые складки и разбита многочисленными сбросами. Угленосность представлена двумя-четырьмя рабочими пластами мощностью до 1,2-3,0 м. Угли каменные, в том числе спекающиеся, среднезольные, но многосернистые.

Провинция Кхе (41) включает в себя угольные неогеновые месторождения северо-западной части Вьетнама и центральной части Таиланда, включая месторождение Каласия. В центральной части провинции находится небольшой антрацитовый бассейн Вьентьян. Угленосная формация, сложенная в основании грубообломочными, вплоть до конгломератов, породами, переходящими вверх по разрезу в песчаники и аргиллиты, имеет мощность 300–500 м, на одних месторождениях она слагает небольшие мульды, на других имеет моноклинальное залегание. Угленосность формации также различна: на месторождении Кхебо Вьетнама она представлена двумя пластами угля общей мощностью 3–10 м, в Таиланде на месторождении Ме-Мо – одним пластом угля мощностью 6 м, на месторождении Кианси – одним пластом, мощность которого достигает 2 м. Угли западной части – переходные от бурых к каменным, в восточной и юго-восточной – каменные.

Предгималайская провинция (42) на крайнем западе территории, охватываемой картой, располагается у подножья Гималайских гор и включает большую группу угольных месторождений палеогена – Макум, Назира, Калева в западной части провинции и неогеновых – Лашо, Чабин, Лакхоуку, Минбу в ее центральной и южной частях. Провинция по структурному признаку входит в позднекайнозойскую область южного склона Гималайских гор, которую многие относят к своеобразной геосинклинали. Образовавшаяся в прибрежных болотах и эстуариях палеогеновая угленосная формация паралического состава мощностью 7000–15000 м и менее мощная неогеновая залегают в крыльях куполов на послепермской известняковой брекчии и протягиваются дугообразно с северо-запада на юго-восток в виде большой линзы, которая выклинивается в этих направлениях. Угленосная толща собрана в протягивающиеся параллельно Гималайскому хребту линейного характера складки, нарушенные сериями поперечных и косых сбросов. Угленасыщенность этих отложений ограничивается двумя–пятью пластами угля с изменчивой мощностью в 1,0–3,5 м, которая иногда увеличивается до 5–25 м. Угли каменные, средней и высокой стадий метаморфизма – от спекающихся до антрацитов. На некоторых месторождениях ниже угольных пластов наблюдаются проявления нефтеносности.

Межокеанская провинция (44–49) включает в себя расположенные на островах между Тихим и Индийским океанами

одные по стратиграфической принадлежности, геоструктурному положению и условиям образования угленосные формации. Из-за разобщенности этих площадей значительным водным пространством она разделяется на пять подпровинций: липпинскую; Сиамскую, Северо- и Южно-Калимантанскую, Умбилин.

Провинция расположена в пределах позднекайнозойской синклинальной области Индонезии и островов Тихого океана, за исключением подпровинций Калимантана, относящихся к мезозойским Калимантана и Малаккского полуострова. Угленосная формация в подпровинциях образовалась в самостоятельных прогибах, начиная с эоцена до миоцена включительно, без крупных размывов, и независимо от возраста представлена в одних прогибах толще палеогенового, в других, часто соседних — лимнического состава палеогенового и неогенового возраста. Вследствие индивидуальных различий в скорости прогибания мощность кайнозойской формации в прогибах, развивавшихся обычно на гранитоидном основании, различна: наименьшей, недостаточно достоверной мощностью (около 3000 м) она обладает в Сиамской провинции, увеличиваясь до 1000–8000 м на Суматре и достигая максимума (12000 м) на Восточном Калимантане.

Характерной чертой этой группы подпровинций является современность вулканических разований. Угленосная часть формации приурочена к небольшим горизонтам, имеет мощность 300–600 м и в верхнем миоцене часто сопровождается нефтеносными горизонтами. Угленосные отложения собраны в пологие, иногда асимметричные складки с падением крыльев до  $30^{\circ}$ . Часто это моноклинали, а в более редких случаях — пологие антиклинальные поднятия. Угленосность представлена двумя–тремя одиночными пластами угля или же небольшими группами, состоящими из трех–четырех сближенных пластов, общая мощность которых меняется от одного до двадцати метров; наибольшей мощностью пласты угля залегают в южной части Суматры, где пласты Субанга и Ангус имеют мощность от 10 до 22 м. Уголь, залегающий в палеогене, каменный, малой и средней стадий метаморфизма; на некоторых месторождениях о. Ява, в центральной части Калимантана и на о. Сулавеси — коксующий. В отложениях неогена уголь бурый, за исключением некоторых неогеновых месторождений на о. Минданао, в которых держится каменный уголь длиннопламенной стадии преобразования.

Провинция Аделаида (54) включает в себя расположенные в южной части одноименного штата Австралии небольшие месторождения олигоценового возраста. Она охватывает южную часть байкальского пояса Аделаида и часть чехла Восточно-Австралийской платформы. Угленосная формация, мощность которой точно не установлена, залегает с несогласием на более древних породах и сложена озерными фациями, перекрывааемыми морскими отложениями. Месторождения содержат небольшие пласты бурого угля, местами – лигнита мощностью 4–5 м.

Провинция Латроб (55) располагается в штате Виктория в виде пояса, охватывающего южное побережье материка и Южный Джипсленд, в котором находится угольный бассейн Латроб-Вэлли со вторым в мире по мощности пластом бурого угля (330 м); западная часть провинции включает более мелкие месторождения. Провинция имеет крупное промышленное значение – добыча в ней составляет значительную часть добычи бурых углей Австралии. Все угленосные площади и месторождения провинции обладают очень благоприятными горно-техническими условиями для открытой добычи как благодаря неглубокому залеганию пластов угля, так и их большой мощности. Провинция приурочена к миогеосинклинальной складчатой области каледонид Южной Австралии. Угленосная формация кайнозоя, в восточной части обладающая продуктивностью в эоцен-олигоценых отложениях, в том числе в бассейне Латроб-Вэлли, в западной содержит пласты угля как в более верхней ее части – миоцене, так и местами в олигоцене. Угленосная формация палеогена, залегающая на юрских породах, сложена озерными, озерно-болотными и аллювиальными фациями – переслаиванием гравия, песков и глин с преобладающим в разрезе углем; общая мощность ее не превышает 400 м. Палеогеновые отложения смяты в асимметричную синклиналь, расчлененную сбросами на три моноклинали, которые являются отражением перемещения фундамента. Уникальная по коэффициенту угленосности, составляющему от 30 до 75%, и занимающая по этому признаку первое место в мире угленосная формация в бассейне Латроб-Вэлли содержит три сложных пласта угля, каждый мощностью по 60–100 м, которые при слиянии образуют один сложный пласт в 330 м (в том числе 240 м угля); при таком же или большем количестве пластов угля на других месторождениях палеогена мощность их не превышает 25–45 м.



Ново-Зеландская провинция (58) включает в себя все палеогеновые месторождения Новой Зеландии, протягивающиеся от месторождения Камо на Северном острове до Коул-Крик – на Южном. Имеющая значительные запасы и содержащая коксовые угли (месторождение Коул-Крик) провинция играет большую роль в промышленности страны. Провинция полностью расположена в Ново-Зеландской мезозойской эвгеосинклинальной области. Угленосная формация палеогена сложена осадками паралического типа и в различных частях страны имеет резко различную мощность. Наибольшая мощность этой формации в центральной части составляет 2700 м, последовательно уменьшаясь, в том числе, по-видимому, и за счет размыва, до 500–600 м. Сложенная хорошо отсортированными песчаниками, аргиллитами, известняками, она лишь в средней части включает пачки грубого песчаника и граувакковой гальки. В тектоническом отношении большая часть месторождений палеогенового возраста представляет собой вытянутые в меридиональном направлении, почти параллельном Главному хребту, синклинали с пологим залеганием их внутренних частей и крутыми крыльями, одно из которых сорвано сбросом, в то время как у другого сохранились границы, близкие к генетическим. Угленосность на различных месторождениях приурочена к различным горизонтам палеогена и выражена различным количеством пластов с преобладающей мощностью 1–2 м, местами до 6 м и даже до 15 м. Уголь каменный, на севере – низких стадий метаморфизма, на юге – средних стадий вплоть до коксующегося на упомянутом месторождении Коул-Крик.

## 2.5. Горючие сланцы\*

Горючие сланцы в Тихоокеанском подвижном поясе среди других полезных ископаемых занимают очень скромное положение. На территории пояса расположено не более

---

\* Согласно определения секретариата ООН, под этим термином понимается "мелкозернистая, компактная осадочная порода слоистого характера, содержащая органический высокомолекулярный минералويد, названный керогеном".

десятка крупных бассейнов горючих сланцев и около 65 разрозненных месторождений. Эти сланценозные отложения содержат около 1300 млрд. т сланцевой смолы, что составляет примерно 5% от запасов смолы всего земного шара (26000 млрд. т).

Исходя из большего по сравнению с углями диапазона избирательных условий для образования горючих сланцев и из весьма большого разнообразия фациальных условий в пределах Тихоокеанского подвижного пояса, благоприятствующих их образованию, следовало бы ожидать распространения этого горючего ископаемого в значительно большем количестве, чем свидетельствует современная информация (Стефанова, 1973).

Причиной такого положения, помимо недостаточной геологической изученности, по-видимому, следует считать большую трудность и меньшую определенность установления в полевых условиях достаточно четких диагностических признаков для отнесения породы к горючим сланцам, особенно при пониженном содержании в ней керогенного материала. Горючие сланцы с низким содержанием органического вещества (керогена) по макроскопическим признакам чрезвычайно трудно отличимы от тривиального типа осадочных отложений. В силу этого нередки случаи, когда после более глубокого изучения такого рода породы переопределялись как горючие сланцы.

Стратиграфический диапазон горючих сланцев в пределах Тихоокеанского подвижного пояса весьма широк – от кембрийского и до неогенового периода включительно. Однако максимальные запасы сланцевой смолы сосредоточены в отложениях палеоген–неогенового возраста на северо-востоке региона и составляют около 95% от общих запасов (1240 млрд. т). Наиболее крупные бассейны и месторождения горючих сланцев расположены на территории США в штатах Колорадо, Юта и Вайоминг в отложениях формации Грин–Ривер, которые содержат около 1200 млрд. т сланцевой смолы. Сравнительно большие запасы сланцевой смолы (24,5 млрд. т) содержат также месторождения палеоген–неогенового возраста, находящиеся на западе региона на территории Китая (Фушунь, Ляонин, Шаньси, Маоми и др.).

Второе место по запасам сланцевой смолы занимают месторождения горючих сланцев пермо–карбонового возраста, на долю которых приходится около 1,5% всех запасов Тихоокеанского суперрегиона (более 14,5 млрд. т). На севере

региона горючие сланцы пермского возраста заключены в отложениях формации Фосфория на территории штата Калифорния в США, которые содержат около 14 млрд. т сланцевой смолы. На юго-западе богатые керогеном горючие сланцы пермо-карбонového возраста (торбаниты, тасманиты, преоленииты и пелиониты) распространены на территории Австралии (штаты Новый Южный Уэльс, Квинсленд, о. Тасмания) и Новой Зеландии и содержат около 11 млн. т сланцевой смолы.

В горючих сланцах триасового возраста заключено всего 0,5% от всех запасов сланцевой смолы (около 7 млрд. т). Эти месторождения расположены на Крайнем Севере, в восточной (Аляска) и западной частях пояса (Омолонское месторождение) и изучены слабо.

Горючие сланцы кембрийского возраста содержат около 0,5% всей сланцевой смолы (6,7 млрд. т). Они расположены на Крайнем Севере (Оленекский бассейн) и также слабо изучены.

Месторождения горючих сланцев юрского возраста незначительны. Они расположены на юге Чили и не представляют промышленного интереса, за исключением месторождения Эль-Пулар, содержащего около 5 млн. т сланцевой смолы.

Широкий диапазон обстановок седиментации горючих сланцев обусловил и более широкий круг критериев классификации, начиная от палеогеографических условий образования или веществебно-петрографического состава горючих сланцев вплоть до свойств, характеризующих их поведение при соответствующих технологических процессах. Общим критерием для всех этих классификаций являются палеогеографические условия осадконакопления, по которым горючие сланцы разделены на две основные группы: горючие сланцы морского происхождения и горючие сланцы, связанные с внутриконтинентальной седиментацией (озерные и озерно-речные). В настоящее время в пределах Тихоокеанского подвижного пояса установлено, что большинство сланцевосных отложений относится к континентальным, озерным или озерно-речным. Горючие сланцы морского генезиса установлены в северной половине пояса: на востоке в отложениях формации Фосфория (штаты Монтана и Калифорния, США) и на западе горючие сланцы Оленекского бассейна и Омолонского месторождения. Большинство месторождений горючих сланцев, расположен-

ных в западной части Тихоокеанского пояса, приурочено к угленосным отложениям, как например, горючие сланцы Нового Южного Уэльса, Квинсленда, о. Тасмании в Австралии и все месторождения Таиланда, Бирмы и Китая.

По процентному содержанию и вещественно-петрографическому составу органического и минерального вещества горючих сланцев, размеру органических микрокомпонентов и минералов, характеру распределения и соотношению органической и минеральной частей в них выделяется ряд петрографических типов. Установить какие-либо закономерности в распределении этих типов горючих сланцев на территории Тихоокеанского пояса пока не представляется возможным благодаря чрезвычайно малой изученности месторождений горючих сланцев и особенно их вещественного состава. Все же можно отметить, что сапропелево-гумусовый и гумусово-сапропелевый генетические типы горючих сланцев распространены в основном в западной части пояса в месторождениях, приуроченных к угленосным отложениям. Горючие сланцы чисто сапропелевого генетического типа приурочены к крайней северной половине пояса и характерны для месторождений морского генезиса, а также для некоторых месторождений, которые представлены озерными сланценосными отложениями. Последние расположены в восточной части пояса на территории США.

Сапропелевое или гумусово-сапропелевое органическое вещество в количестве от 15 до 50%, реже до 80% распределено в преобладающей минеральной массе горючих сланцев равномерно и определяет их горючие свойства. Основные показатели качества горючих сланцев – тепло сгорания и выход сланцевой смолы при перегонке горючих сланцев – зависят от процентного содержания органического вещества (керогена) и его характера. На данном этапе изученности при рассмотрении закономерностей в распределении качества горючих сланцев Тихоокеанского подвижного пояса по основному показателю – выходу сланцевой смолы установлено относительно повышенное содержание выхода смолы в горючих сланцах, распространенных на юго-западе региона. Так, например, для большинства горючих сланцев Австралии и Новой Зеландии характерно наличие в них сланцевой смолы в среднем от 13 до 25%, а для некоторых торбанитов – до 55%. Месторождения горючих сланцев Южной Америки слабо изучены, то тем не менее и там установлен ряд сланцевых пластов с высоким выходом смолы

ю 10–20% (месторождения Эль-Пулар и Лонкимай в Чили и Сьерро-де-Паско в Перу). Преобладающее большинство сланцевых залежей, находящихся на севере региона, характеризуется пониженным выходом смолы от 2 до 10% (все месторождения Китая, Таиланда, Бирмы, СССР, Канады, Аляски и некоторые горючие сланцы США). Исключение составляют только горючие сланцы США формации Грин-Ривер, для которых средний выход сланцевой смолы колеблется от 8 до 12%, реже до 15%, а также некоторые сланцевые пласты формаций Фосфория, Монтеррей и Сискуок, содержащие до 11–15% смолы.

•

---

### 3. ОСОБЕННОСТИ НЕФТЕГАЗО- И УГЛЕНАКОПЛЕНИЯ В ТИХООКЕАНСКОМ СУПЕРРЕГИОНЕ

Теоретические вопросы закономерностей формирования и размещения ареалов нефтегазонакопления в Тихоокеанском подвижном поясе в отдельности или на фоне других перспективных регионов рассматривались ранее во многих обобщающих работах (Бакиров и др., 1971; Брод, Еременко, 1951; Брод, 1964; Брод и др., 1965; Варешцов и др., 1975; Вассоевич, 1967; Вассоевич и др., 1976; Грачевский, 1974; Еременко, 1968; Еременко и др., 1976; Калинин, 1964, 1969; Левин, 1970; Левин, Хаин, 1971; Левин и др., 1975; Марковский, 1973; Критерии и методы..., 1976; Нестеров и др., 1975; Пушаровский, 1965, 1975, 1976; Нефтегазонаосные провинции и области СССР, 1969; Нефтегазонаосность морей и океанов, 1973; Трофимук, 1963; Трофимук, Конторович, 1965; Успенская, Таусон, 1972; Хаин, 1970; Тектоника Евразии, 1966; Emery, 1969; Halbouty (ed.), 1970; Hedberg, 1970; Meyerhoff, 1976; Klemme, 1971, 1976; Thompson, 1976; Weeks, 1974, 1975 и другие).

Вопросами закономерностей угленакопления занималось несоизмеримо меньшее количество ученых: П.М. Степанов, С.И. Миронов (1937), А.К. Матвеев (1961, 1966, 1973), А.И. Егоров (1960); а по территории только СССР эти вопросы разрабатывались М.М. Пригоровским (1947), А.К. Матвеевым (1957), И.И. Горским (1964), Б.Х. Егизаровым (1969), А.К. Matveev (1976). Применительно же к Тихоокеанскому подвижному поясу этот вопрос в литературе до настоящего времени не освещался.

При составлении "Карты нефтегазонаосности и угленосности Тихоокеанского подвижного пояса и Тихого океана" были применены три существенно новых методических элемента: раздельное отображение распределения мощности уплотненных пород и неуплотненных осадков в

морях и океанах; использование показателя средневзвешенной мощности уплотненных пород для прогноза распределения плотности запасов углеводородов на континенте, шельфе и в глубоководных котловинах; количественное отображение непосредственно на карте основных параметров угольных бассейнов и отдельных, особо крупных месторождений угля.

Эти параметры, наряду с использованием ряда общеизвестных показателей, неоднократно апробированных ранее, предоставили возможность с единых позиций рассмотреть особенности геологического строения и потенциальной нефтегазоносности осадочных бассейнов различных типов, выделить в пределах глубоководных котловин морей и океанов области распространения уплотненных пород и районы накопления неуплотненных осадков, обосновать не только качественно, но и количественно сравнительный анализ нефтегазо- и угленосности различных областей Тихоокеанского суперрегиона:

В итоге предпринятого обобщения выяснилось, что генетическая классификация осадочных и осадочно-породных бассейнов, распространенных в Тихоокеанском сегменте Земли, разработанная с учетом представлений о сложном сочетании вертикальных и горизонтальных перемещений крупных геоблоков земной коры, получает подтверждение не только в конкретных особенностях геологического строения (тип земной коры, вертикальный и латеральный ряды формаций и т.д.), но и в специфических показателях нефтегазоносности – стратиграфическом объеме и наборе формационного состава продуктивных пластов, распределении этих пластов по глубине, тектонической позиции наиболее крупных зон нефтегазоаккумуляции, характеристиках суммарного объема потенциально нефтегазоносной толщи, ее средневзвешенной мощности, доказанных и вероятных плотностей запасов. Общим для всех групп бассейнов остаются, пожалуй, лишь два показателя нефтегазоносности – набор типов ловушек и наличие непроницаемых покрышек. Однако эти показатели могут рассматриваться как общие, равнозначные для осадочных бассейнов всех типов, лишь с известными ограничениями. Последнее вызвано тем, что ловушки в поднадвиговых структурах, экранированные сбросо-сдвигами, равно как и покрышки, представленные покровами базальтов, характеризуют в большей степени осадочные бассейны, либо претерпевшие существенную деструк-

цию земной коры, либо осложненные зонами горизонтальных перемещений, либо тем и другим совместно.

Общегеологическая обстановка нефтегазонакопления в каждой из групп бассейнов определяется различными факторами.

В бассейнах современных активных окраин – узким стратиграфическим диапазоном распространения продуктивных пластов, охватывающим отложения позднего мезозоя – кайнозоя, но с повышенной промышленной нефтегазонаоспособностью дельтового комплекса эоцен–миоценового возраста; преобладанием литологических ловушек; последовательным увеличением масштаба промышленной нефтегазонаоспособности в направлении к наиболее погруженным структурным элементам; широким спектром коллекторов осадочного, вулканогенно–осадочного и вулканогенного генезиса.

В бассейнах древних активных окраин – широким стратиграфическим диапазоном промышленной нефтегазонаоспособности, охватывающим в некоторых бассейнах отложения фанерозоя в целом, региональной нефтегазонаоспособностью отложений миоцен–плиоценового возраста при важной роли дельтовых образований; связью ареалов концентраций месторождений с рифтогенными прогибами, а зон нефтегазонакопления – с разломами продольной и поперечной ориентировки и погребенными поднятиями; разнообразием типов ловушек и пластов–коллекторов мелководно–морского, дельтового, континентального и вулканогенно–осадочного генезиса; многопластовым характером большинства месторождений, причем крупные скопления связаны во многих случаях с рифовыми массивами, литологическими и стратиграфическими ловушками.

В бассейнах древних пассивных окраин – продуктивностью отложений фанерозойского возраста в целом, но преимущественно мезозоя и кайнозоя; приуроченностью большинства залежей к орогенному комплексу передовых прогибов, в том числе и палеодельтам; преобладанием мелких и средних по запасам месторождений.

В бассейнах орогенных впадин на континентальной и субконтинентальной коре – преимущественной нефтегазонаоспособностью отложений мезозойского и кайнозойского возраста, отличающейся от других типов бассейнов приуроченностью большинства продуктивных пластов к глубинам от 500 до 1500 м; отсутствием пластов–коллекторов карбонатного типа.



В бассейнах орогенных впадин областей эпиплатформенного орогенеза – нефтегазоносностью отложений от пермского до неогенового возраста включительно; тяготением крупных зон нефтегазонакопления к рифтогенным прогибам; преобладанием терригенных типов коллекторов и континентального генезиса.

В бассейнах внутриплатформенных синеклиз – преимущественной нефтегазоносностью палеозоя; ведущей ролью трещинных карбонатных коллекторов, в том числе и рифовых массивов; связью зон нефтегазонакопления с линейными и приразломными поднятиями или погребенными поднятиями в осевых частях впадин; разнообразием типов ловушек.

В бассейнах современных пассивных окраин – установленной продуктивностью отложений от пермского до неогенового возраста включительно; тяготением зон нефтегазонакопления к рифтам, поперечным разломам и сбросо-сдвигам, являющихся продолжением на шельфе трансформных разломов; преобладающей нефтеносностью платформенных формаций и газоносностью молассового комплекса; наличием не только осадочных, но и вулканогенных покровов.

Для всех типов осадочных бассейнов Тихоокеанского сегмента Земли частота встречаемости залежей по основным типам пластов-коллекторов оказывается примерно равной, изменяясь в диапазоне от 15,1 до 28,6%. При этом на терригенные типы пластов-коллекторов приходится 69,7, а на карбонатные – 23,4% случаев. Приблизительно равным оказывается и примерное распределение продуктивных пластов по глубине, поскольку их количество в интервале от 500 до 2500 м изменяется от 13,0 до 19,9%. В интервале от 1000 до 3000 м содержится 58,1% продуктивных пластов (табл. 9).

Отмеченный характер суммарного распределения продуктивных пластов по типам коллекторов и глубинам в принципе удовлетворительно коррелируется с рядом других подсчетов, как глобального плана, так и для территории СССР в отдельности (Максимов, 1964; Минский, 1975; Нестеров, 1975). Весьма любопытным оказывается выявленная связь 6,9% продуктивных пластов с коллекторами вулканогенно-осадочного генезиса, при этом залежи в данном типе коллекторов зависимости от глубины не обнаруживают. Если иметь в виду, что ныне известны крупные скопления углеводородов, приуроченные к последним двум типам пластов-коллекторов, то закономерности их распространения в

Т а б л и ц а 9

Распределение залежей по глубине и типам коллекторов  
в Тилоокеанском подвижном поясе и его обрамлении

Литофизический тип пластов-коллекторов	Глубина залегания регионально-продуктивных горизонтов, м								% по типам коллек- торов
	500- 1000	1000- 1500	1500- 2000	2000- 2500	2500- 3000	3000- 3500	3500- 4000	>4000	
Терригенные:									
мелководно-морские	12	5	14	13	9	6	3	4	28,6
паралические	17	12	5	10	5	6	2	3	26,0
континентальные	9	8	3	5	1	4	3	2	15,1
Карбонатные	2	11	5	16	6	7	4	3	23,4
Осадочно-вулканогенные	-	3	2	1	-	2	3	1	5,2
Вулканогенные и мета- морфические:									
трещинные	2	-	1	1	-	-	-	-	1,7
% по глубине залегания	18,2	16,9	13,0	19,9	9,1	10,8	6,5	5,6	100

пределах осадочно-породных бассейнов некоторых генетических типов заслуживают самого тщательного изучения.

Однако распределение продуктивных пластов по типам коллекторов оказывается существенно неравнозначным в осадочных бассейнах отдельных генетических групп. Так, пласты, связанные с карбонатными коллекторами, достигают максимального содержания 64,55% в бассейнах внутриплатформенных синеклиз и, напротив, отсутствуют в бассейнах орогенных впадин фанерозойских складчатых областей. В остальных группах их количество изменяется от 5,9 до 27,3%, составляя в среднем 18,6–23,8%. Минимальное значение в 5,9% нельзя признать полностью представительным из-за недостаточной степени разведанности осадочных бассейнов современных пассивных океанических окраин. Еще более показательным распределение продуктивных пластов, связанных с коллекторами параличского и континентального генезиса. Максимальное их содержание (54,6–55,7%) имеет место в бассейнах древних и современных пассивных океанических окраин, что подчеркивает генетическую близость этих двух групп, минимальное (16,15%) – в бассейнах внутриплатформенных синеклиз, а в остальных группах изменяется от 36,7 до 44,3%. Обратные соотношения намечаются для еще плохо изученного осадочно-вулканогенного и вулканогенного типов коллекторов в. Максимальное содержание (52,85%) приходится на осадочные бассейны орогенных впадин фанерозойских складчатых областей; минимальное (до 2,9%) – на бассейны древних и современных пассивных океанических окраин. Повышенное (до 14,3%) содержание характеризует бассейны в областях эпиплатформенного орогенеза. Продуктивные пласты в коллекторах мелководно-морского генезиса присутствуют в каждом типе бассейнов без исключения. Однако их количество изменяется от 14,3–16,1% в бассейнах орогенных впадин фанерозойских складчатых областей и внутриплатформенных синеклиз до 35,3–36,6% в бассейнах современных активных и пассивных океанических окраин.

В распределении залежей по глубине между группами бассейнов преобладают черты сходства, а не различия, поскольку в интервале от 1000 до 3000 м содержится от 54,4 до 66,6% продуктивных пластов. Сходные результаты были получены и в других работах (Калинин, Раабен, 1977). Экстремальной оказывается обстановка в орогенных впадинах, где 85,7% пластов выявлено пока в интервале глубин

до 1500 м. Однако это экстремальное значение нуждается еще в корректировке результатами последующих поисково-разведочных работ. Во всяком случае выводы Н.А. Минского (1975) о глобальном положении оптимальной зоны формирования коллекторов получают подтверждение. Тем не менее тектоническая позиция бассейна, а следовательно и его эволюция оказывают свое влияние и на глубинное положение этой зоны.

Еще более отчетливы различия между отдельными генетическими группами осадочных бассейнов по таким показателям, как соотношение между объемом, средневзвешенной мощностью и плотностью разведанных запасов углеводородов. При рассмотрении этих соотношений прежде всего следует отметить, что каждая из выделенных групп бассейнов характеризуется присущим только ей диапазоном изменения значений объемов и средневзвешенной мощности вулканогенно-осадочной толщи. Однако в первом приближении по этим двум признакам все группы могут быть объединены в две категории. Первая категория включает бассейны современных активных окраин, орогенных впадин фанерозойск и складчатых областей, впадин в областях эпиплатформенного орогенеза и внутриплатформенных синеклиз. Объемы изменяются здесь от 0,01 до 5,3 млн. км<sup>3</sup>, составляя в подавляющем большинстве случаев около 1,8–2,5 млн. км<sup>3</sup>. Диапазон колебания средневзвешенной мощности от 2 до 6,3 км, при наиболее часто встречающихся значениях в 2–4 км. Вторая категория охватывает бассейны древних активных, древних пассивных и современных пассивных окраин. Объемы, составляя здесь от 0,4 до 19 млн. км<sup>3</sup>, в большинстве случаев изменяются от 1,5 до 8 млн. км<sup>3</sup>. Диапазон изменения средневзвешенной мощности для всей площади бассейнов от 0,3 до 5,3, причем в океанических котловинах преобладают значения около 0,3 км, а в котловинах окраинных и внутренних морей – до 4,8 км.

Максимальные плотности запасов в каждой группе характерны для бассейнов, имеющих максимальную средневзвешенную мощность и, наоборот, небольшие плотности связаны с бассейнами с малой средневзвешенной мощностью. Для глубоководных морских бассейнов большее значение приобретает не общая мощность, а мощность уплотненных осадков (эффективная мощность) (Еременко и др., 1976).

Между реально установленными плотностями разведанных запасов и значениями объемов выявить закономерные соотношения не удастся. Напротив, средневзвешенная мощность, как показатель, отражающий основной закон нефтегазонакопления, постулированный И.О. Бродом еще в 1951 г., находится с плотностью запасов в достаточно строгом соответствии. Однако и это соответствие оказывается строго индивидуальным для каждой из выделенных генетических групп осадочных бассейнов. Концентрация запасов оказывается значительной при относительно малом значении средневзвешенной мощности в тех типах бассейнов, где литосфера претерпела значительную деструкцию в мезозойскую и кайнозойскую эры. В бассейнах внутриплатформенных синеклиз (являющихся традиционным объектом нефтегазодобычи, например, на Северо-Американской платформе) при тех же значениях средневзвешенной мощности и объема плотность запасов оказывается более низкой. Косвенным подтверждением этого тезиса, разработанного на материалах по Тихоокеанскому суперрегиону, являются высокие масштабы промышленной нефтегазонаосности в таких бассейнах современных пассивных окраин, осложненных позднепалеозойско-раннемезозойскими системами рифтов, как Североморский или Западно-Сибирский, а также уникальная нефтегазонаосность бассейна Персидского залива, сформировавшегося в пределах позднемезозойской активной окраины Тетиса.

Проведенное обобщение дает основание предложить комплекс критериев оценки потенциальной нефтегазонаосности осадочно-породных бассейнов:

- принадлежность бассейна к определенной генетической группе;
- характер проницаемости литосферы и ее эволюции, отраженный в системах древних и современных рифтов;
- значение средневзвешенной мощности и ее распределение в пределах бассейна;
- изменение палеотемпературного режима (не рассматривавшееся в данной работе);
- размещение линейных зон приразломных поднятий и погребенных сводовых поднятий;
- наличие трансформных разломов; надвигов, сбросо-сдвигов;
- элементы палеогеоморфологической обстановки: дельтовые комплексы, рифовые массивы и т.д.;

- степень разнообразия типов коллекторов;
- проявления и особенности палеовулканизма, как фактора, обусловившего возможное наличие и распространение вулканогенно-осадочных коллекторов, а также положение в разрезе и распространение по площади зон оптимальных коллекторов.

Качественные и количественные показатели нефтегазонасыщенности Тихоокеанского подвижного пояса и его обрамления обнаруживают, что потенциальные ресурсы углеводородов в осадочных бассейнах северо-востока СССР остаются все еще не освоенными. Из результатов сравнительного анализа следует, что наибольшие перспективы могут быть связаны с бассейнами группы древних активных окраин - Берингоморским и Охотоморским, а также с северной частью Япономорского бассейна, включая Алеутскую и Курильскую глубоководные котловины. Последнее подтверждает выводы о перспективности этих котловин для поисков крупных скоплений углеводородов (Еременко и др., 1976).

В группе бассейнов современных активных окраин перспективны для поисковых работ Центрально- и Восточно-Камчатский, а также Восточно-Курильский бассейны. Дальнейшее развитие должны получить поисковые работы на нефть и газ в Приверхоянском бассейне группы древних пассивных окраин.

Важными объектами для морских геолого-геофизических исследований на нефть и газ следует считать некоторые глубоководные котловины в бассейнах древних активных окраин - Венесуэльскую, Южно-Китайскую, Сигсби и Коралломорскую, а также глубоководные котловины в бассейнах современных пассивных окраин, прежде всего Беллинсгаузена, Аргентинскую и Западно-Австралийскую.

В глубоководных котловинах Тихого океана не исключена вероятность обнаружения месторождений гидратных газов, как это и предполагалось рядом предыдущих исследователей (Трофимук, Черский, Царев, 1976, 1975; Возможности..., 1973; Milton, 1977 и др.). Наиболее интересными объектами для поисков месторождений этого типа являются бассейны, тяготеющие к обломкам Палеоциды-Кула, Призападноавстралийский, Калингамаранги и другие на западе джоа Тихого океана с осадочной толщей от юрского (а может быть и более древнего) до плейстоценового возраста включительно. В разрезе некоторых из

этих бассейнов выявлены наряду с глубоководными отложениями и мелководно-морского генезиса, что создает благоприятные предпосылки для обнаружения пластов-покрышек. Вероятные зоны нефтегазонакопления в разрезах некоторых осадочных бассейнов, показанные на геологических разрезах (см. карту), представляют собой, как это было обосновано выше, наиболее перспективные и наименее изученные объекты для поисковых работ на нефть и газ.

В бассейнах древних активных окраин это следующие зоны: в Мексиканском бассейне на континентальном склоне и в собственно котловине Сигсби в юрско-меловом комплексе на глубинах 4-6 км<sup>X</sup> и палеоген-неогеновом комплексе на глубинах 3-5 км при глубинах моря до 1-3 км; в Венесуэльском мегабассейне в одноименной котловине в мезозойском комплексе на глубинах 4-6 км и кайнозойском комплексе на глубинах 3-5 км при глубине моря до 2-5 км; в Беринговоморском мегабассейне на шельфе в юрско-меловом комплексе на глубинах 2-5 км, а на континентальном склоне и в Алеутской котловине в верхах мезозоя и палеогене на глубинах 4-6 км при глубинах моря до 3 км; в Япономорском мегабассейне в котловине Вакаса в миоценовом комплексе на глубинах 4-5 км при глубинах моря до 2-3 км; в Южно-Китайском мегабассейне в одноименной котловине и Макасарском проливе в верхнемеловом и палеоген-неогеновом комплексах на глубинах 3-6 км при глубинах моря до 2-4 км; в Северо-Австралийском мегабассейне на континентальном склоне и в Тиморском желобе в средне-верхнепалеозойском и триас-юрском комплексах; в Коралловоморском мегабассейне в мелпалеогеновом комплексе до 4-6 км при глубинах моря до 2-5 км.

В бассейнах современных пассивных окраин: в Аргентинском мегабассейне на Фолклендском краевом плато в юрско-меловом и палеогеновом комплексах на глубинах до 3-4 км и в Аргентинской котловине в мелпалеогеновом комплексе на глубинах до 4-6 км при глубинах моря от 1 до 5 км; в Западно-Австралийском мегабассейне на

---

\* Глубины предполагаемых продуктивных пластов даны от уровня моря.

континентальном склоне и шельфе в пермо-триасе на глубине 6–8 км, а также в более глубоких горизонтах среднего – верхнего палеозоя; в Тасмановоморском мегабассейне на континентальном склоне и сопредельной части глубоководной котловины в верхах мезозоя на глубинах до 6 км при глубинах моря до 2–5 км.

В бассейнах древних пассивных окраин подобные зоны намечаются в средне-позднепалеозойском и триасовом комплексах, а в некоторых бассейнах современных активных окраин – Восточно-Камчатском, Южно-Кубинском и других в палеоген-неогеновом комплексе на глубинах в 5–6 км.

Анализ данных по угленосным провинциям обнаруживает некоторые закономерности распространения угленосности в пределах Тихоокеанского подвижного пояса и его обрамления. Основной из них является миграция угленосности в более верхние стратиграфические горизонты по мере приближения к Тихому океану, в результате чего в прибрежных частях и на внутренних архипелагах располагаются месторождения наиболее молодого возраста, а при движении в глубь материка возраст угленосности становится более древним.

Эта закономерность впервые была подмечена А.К. Матвеевым (1957) на территории СССР, где в западном секторе пояса происходит последовательная смена геологического возраста угленосных толщ от перми к юре, затем к мелу, потом к палеогену и в прибрежной части – к неогену. В географическом плане это выражается сменой зон палеозойской угленосности Сибирской платформы последовательно зонами юрской угленосности Забайкалья, юрско-меловой угленосностью Якутии, меловой и сменяющей ее кайнозойской угленосностью на Дальнем Востоке. В Юго-Восточной Азии такого рода смена подчинена юго-юго-восточному направлению и выражена менее полно, с выпадением угленосности мелового возраста; преобладающая на Китайской платформе угленосность палеозоя сменяется к югу юрской, после которой (не считая довольно слабо выраженной во Вьетнаме угленосности мелового возраста) получает весьма широкое преобладающее распространение угленосность кайнозойского возраста.

В Австралии юрские угленосные толщи обычно перекрывают площади пермской угленосности, уходя к востоку под дно океана, и на его островах к угленосным относят ся отложения лишь палеогена и неогена.



Указанные закономерности в несколько измененном виде характерны и для восточной части пояса. Здесь также в направлении от внутренних частей континентов к Тихому океану происходит омоложение стратиграфического уровня угленосности. Так, карбоновые бассейны США (Аппалачский, Иллинойский, Западный и др.) сменяются к западу меловыми бассейнами региона Скалистых гор и Альберты. Здесь из разреза почти полностью выпадает угленосность юрского возраста, которая появляется восточнее, но уже в Кордильерах Канады. Другой особенностью восточной части пояса является наличие крупного бурогоугольного бассейна Форт-Юнион в области западной окраины Северо-Американской платформы. Общая схема приведенной зональности сохраняется и для Южной Америки. Исключение составляет бассейн Алта-Амазона, расположенный, так же как и бассейн Форт-Юнион, в области интенсивного прогибания Южно-Американской платформы (Амазонский прогиб).

Второй закономерностью размещения угленосности на территории пояса является концентрация близких по возрасту или разновозрастных угленосных локальных провинций, что позволяет выделить зоны таких концентраций в форме крупных объединений. Такого рода объединения локальных провинций обычно разделяются на охватывающие все континенты (кроме Европы) мегапровинции и располагающиеся не менее, чем на двух соседних континентах – трансконтинентальные провинции или мезопровинции. Мега- и мезопровинции – это планетарные зоны, генетически связанные с климатическими и ботаническими геоэонами рассматриваемого отрезка времени. К первому рангу объединений относится гондванская мегапровинция, в которую в пределах пояса входит ее незначительная часть – палеозойские бассейны восточной части Австралии (как отдаленная от остальной части контура мегапровинции она на карте специально не выделяется).

Выделением по признаку концентрации разновозрастных и близких по возрасту мезопровинций констатируется закономерность расположения крупных геоэон с благоприятными для образования угольных залежей оптимальными условиями в данный отрезок времени. Тем самым определяются прогнозные направления широких поисковых работ для выявления в пределах геоэон локальных угленосных провинций, а внутри их – выявления угленосных площадей и конкретных залежей угля.

В пределах Тихоокеанского подвижного пояса располагаются четыре группы мезопровинций: с угленосностью неогенового возраста, неоген-палеогенового, позднемезозойского, позднепалеозойского - раннемезозойского возраста.

В первую группу входят Западно-Кордильерская или Тихоокеанская мезопровинция, располагающаяся в тыльном прогибе Кордильер от Сан-Франциско на юге до Западной Аляски включительно, и Тайвань-Гвинейская, включающая месторождения островов Филиппинского и Яванского морей.

Вторая группа мезопровинций включает Чилийскую - от бассейна Концепсьон на севере до Магелланова пролива (бассейн Турбью) на юге, Кюсю-Юконскую - от месторождений Юкона через Анадырь и Сахалин до крайних южных месторождений Японии на о. Кюсю, Андаман-Яванскую - с месторождениями на этой группе островов.

В третью группу входят Западно-Американская мезопровинция, протягивающаяся от Скалистых гор Северной Америки до южной группы мезозойских угленосных площадей Перу, и Сибирско-Канадская, простирающаяся от Налайхи в Монголии через Восточно-Сибирские месторождения до бассейна Лисберн-Колвилл.

В четвертую группу входит лишь одна - Восточно-Китайская мезопровинция в составе главных бассейнов Хуанхэбасс, Шаньси, Мули и веерообразно расположенных по отношению к ним более мелких угленосных площадей.

Расположение перечисленных мезопровинций, кроме омоложения их возраста в направлении центральной части пояса, подчеркивает, что в этом же направлении проявлялась миграция концентрации угленосности за время от позднего палеозоя до неогена, т.е. систематическое перемещение оптимальных условий для образования углей.

х

х

х

Тихоокеанский суперрегион - одна из основных баз топливно-энергетических и химических ресурсов планеты. Здесь уже выявлено до 29700 месторождений нефти и газа с суммарными разведанными запасами условного топлива в 26 млрд. т и около 600 бассейнов и месторождений с разведанными запасами угля в условном эквиваленте около 377 млрд. т.

Осадочные бассейны, перспективные в нефтегазоносном отношении, получают распространение не только на континентах и шельфах, но и в глубоководных котловинах многих окраинных и внутренних морей, а также в краевых частях ложа океанов. К 1977 г. около 600 месторождений уже было выявлено на шельфах. Угольные бассейны также порой распространяются с континента на шельф, образуя протяженные угленосные провинции. Шахты порой разрабатываются под морским дном. Однако границы этих провинций под морским дном пока еще не прослежены.

В теоретическом плане размещение месторождений углеводородов в пределах осадочных бассейнов контролируется комплексом тектонических, палеотектонических, палеогеографических и ряда других предпосылок. Среди них существенно новыми являются палеогеодинамические, определяющие изменение степени проницаемости литосферы, теплового потока, преобладания вертикальных или горизонтальных движений, направленность палеовулканизма. При этом палеовулканизм вызывает наличие в разрезе не только специфических видов пластов-коллекторов, но и пластов-покрышек. Распределение плотности запасов углеводородов как разведанных, так и прогнозных, не обнаруживает взаимосвязей с объемами осадочной толщи, а находится в зависимости от генетического типа осадочного бассейна и сочетания всех упомянутых предпосылок нефтегазоносности. В группах осадочных бассейнов одного генетического типа плотность запасов обнаруживает некоторые взаимосвязи и лишь со значениями средневзвешенной мощности.

Распространение разновозрастных угольных провинций определяется, главным образом, особенностями палеогеографической обстановки, а степень метаморфизма углей контролируется палеодинамикой литосферы. Наблюдается отчетливый парагенез месторождений нефти и угля в свете закономерности, отмеченной еще И.М. Губкиным (1937). Угольные провинции и бассейны порой бывают территориально разобщены с нефтегазоносными осадочными бассейнами, но в других случаях образуют тесные пространственные ассоциации, контролируемые областями взаимоперехода континентальных или паралических формаций в мелководно-морские. К этим областям обычно приурочены и многие зоны преимущественного газонакопления (рис. 18).

В соответствии с изложенными, главнейшими результатами данного обобщения устанавливается, что ресурсы

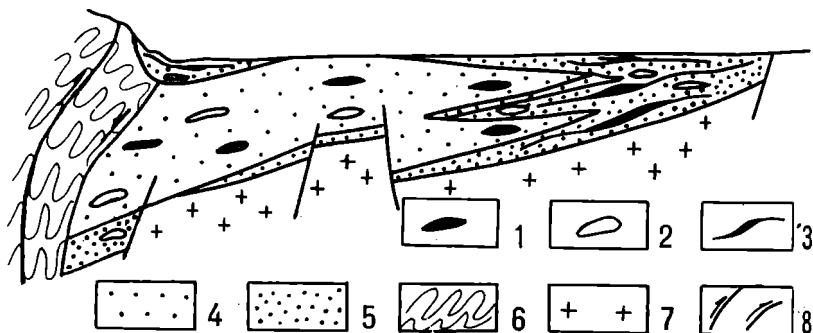


Рис. 18. Принципиальная схема соотношения залежей нефти, газа и угля в разрезах осадочных бассейнов

1 - нефть, 2 - газ, 3 - уголь; преобладание формаций: 4 - мелководно-морских, 5 - паралических и континентальных; 6 - складчато-геосинклинальные комплексы; 7 - платформенное основание; 8 - разломы

нефти, газа и угля в Тихоокеанском суперрегионе еще далеко не исчерпаны. Многие перспективные районы, в том числе скрытые под водами окраинных и внутренних морей, не только не освоены, но еще в достаточной степени не изучены. Все это открывает широкие возможности для дальнейшего развития поисково-разведочных работ как в пределах Советского Союза и его шельфа, так и в областях национальной юрисдикции государств Азии, Америки, а также Австралии, Океании и Новой Зеландии. Пристального внимания заслуживает ледовый континент - Антарктида и его шельф. Глубоководные области Тихого океана следует изучать для выявления вероятных скопления метановых гидратов.

## ABSTRACT

The Pacific super-region is one of the richest stores of energetic-fuel and chemical resources of the Earth. About 29700 oil/gas fields containing in summary up to 26 billion tonnes of fuel and about 600 coal basins and fields with 377 billion tonnes have been already discovered in the area.

Sedimentary basins of favourable petroleum prospects are spread not only on the continents and shelves but in the deep-water areas of numerous marginal and inner seas as well as in the marginal parts of ocean floor. Up to 1977 about 600 offshore oil/gas fields have been discovered. Some coal basins also extend offshore forming stretched coal provinces where coal pits are worked under the seafloor. The provinces' boundaries, however, are not yet outlined.

Petroleum fields' distribution in sedimentary basins depends on the complex of tectonic, paleotectonic, paleogeographic and other factors. The paleodynamic factors which appear to be essentially new determine the degree of lithospheric permeability, heat-flow, prevalence of vertical or horizontal movements, direction of paleovolcanism and formation of specific collectors and covers due to it. Density distribution of proved and potential hydrocarbon reserves doesn't depend on the volume of sedimentary strata but on the genetic type of sedimentary basin and on the whole complex of petroleum factors mentioned above. In sedimentary basins of identical genetic type the direct correlation between the

density of resources and average weighted thickness is elicited. Distribution of different-age coal provinces depends mainly on paleogeographic features, while degree of coal metamorphism falls under lithosphere paleodynamic influence. I.M. Gubkin's notion of paragenesis of oil/gas fields is distinctly traced and proved regularly nowadays. Coal and petroleum provinces and basins sometimes become disconnected in territory, in other cases they form close areal associations generated by interchanging of continental-paralic formations to shallow-marine ones. Such areas as usual contain zones of gas accumulation, mainly.

Oil, gas and coal resources of Pacific super-region are far from being exhausted. Many prospective regions are neither developed nor sufficiently studied yet, primary those of marginal and inner seas.

Thus, wide opportunities are offered for further development of land and shelf resources of the Soviet Union as well as of the areas under national jurisdiction of Australia and New Zealand, and other states of Asia, America and Oceania. It must not be omitted that the Antarctic continent and shelf are of interest for petroleum possibilities.

Further investigation is due to study possible accumulation of methane-hydrates in deep ocean parts of Pacific.

---

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Алексейчик С.Н., Корнев Б.В., Тронов Ю.А. К вопросу о перспективах нефтегазоносности Северо-Сахалинских шельфов. – В сб.: Геология и нефтегазоносность Восточной Сибири и Дальнего Востока. М., "Наука", 1975, с. 74–84.

Бакиров А.А., Варенцов М.И., Бакиров Э.А. Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран. М., "Недра", 1971, 541 с.

Балод Р.К., Лебедева Н.П., Матвеев А.К. Карта угольных месторождений мира М1:10000000. М., ГУЦР, 1969.

Белоусов В.В. Земная кора и верхняя мантия океанов. М., "Наука", 1968, 236 с.

Ван Беммелен Р.В. Геология Индонезии. М., ИЛ, 1957, 532 с.

Братченко Б.Ф., Хорин В.Н. Угольная промышленность США. М., "Недра", 1971, 311 с.

Браун Д., Кэмпбелл К., Крук К. Геологическое развитие Австралии и Новой Зеландии. М., "Мир", 1970, 348 с.

Брод И.О. Учение о нефтегазоносных бассейнах. М., "Недра", 1964, 59 с.

Брод И.О., Еременко Н.А. Геология нефти и газа. М., МГУ, 1951, 245 с.

Брод И.О., Васильев В.Г., Высоккий И.В. Нефтегазоносные бассейны земного шара. М., "Недра", 1965, 598 с.

Варенцов М.И., Дорошко С.М., Чичмарев В.Г. История геологического развития и перспективы нефтегазоносности Вилюйской синеклизы. – В кн.: Геология и нефтегазоносность Восточной Сибири и Дальнего Востока. М., "Наука", 1975, с. 47–59.

Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти. – "Изв. АН СССР, сер. геол.", 1967, № 11, с. 135–156.

Вассоевич Н.Б., Конюхов А.И., Лопатин Н.В. Общее и особенное в образовании углей, нефти и углеводородных газов. – В сб.: Горючие ископаемые (Доклад сов. геологов на XXV Межд. геол. конгрессе). М., "Наука", 1976, с. 7–18.

Верба М.Л. и др. Глубинное строение и перспективы нефтегазоносности северо-западной части Берингова моря. – В сб.: Геофиз. методы разведки в Арктике. Л., НИИГА, 1971, вып. 6, с. 70–74.

Возможности образования газогидратных залежей природных газов в придонной зоне морей и океанов. – "Геология и геофизика", 1973, № 4, с. 3–6. Авт.: Ю.Ф. Макагон, А.А. Трофимук, В.П. Царев, Н.В. Черский.

Воронов П.С. Тектоника и неотектоника Антарктиды. – В сб.: Антарктида (Доклад комиссии, 1963, вып. 4). М., "Наука", 1964, с. 21–32.

Геология и геохимия нефтяных и газовых месторождений восточной части Сибирской платформы (Межд. геол. конгресс. 25 сессия. Доклад сов. геологов. Горючие ископаемые). М., "Наука", 1976, с. 115–126. Авт.: К.Б. Мокшанцев, Е.И. Бодунов, А.И. Изосимова, В.И. Фролов.

Геология и минеральные ресурсы Японии. М., ИЛ, 1961, 287 с.

Геология Кореи (Под ред. Пек Сен Ук). М., "Недра", 1964, с. 72–85, 189–202.

Геология нефти (Справочник, т. П, ч. 2). М., "Недра", 1968, 840 с.

Геология нефтяных и газовых месторождений Сахалина. Л., "Недра", 1974, 183 с. Авт.: С.Н. Алексейчик, Т.И. Евдокимова, Д.С. Ковальчук и др.

Гершанович Д.Е. Геология дна Берингова моря и залива Аляска. – Автореф. дисс. на соиск. уч. степ. доктора геол.-мин. наук. М., 1969, 70 с.

Горский И.И. Угленосные провинции СССР. – В кн.: Закономерности размещения полезных ископаемых, т. III. М., Изд. АН СССР, 1964, с. 175–178.

Горючие полезные ископаемые (Под ред. Н.А. Маринова). – В сб.: Геология Монгольской Народной Республики, т. III. М., "Недра", 1977, с. 26–89.



Грачевский М.М. Палеогеоморфологические предпосылки распространения нефти и газа. М., "Недра", 1974, 156 с.

Губкин И.М. Учение о нефти. М., ОНТИ, 1937, 459 с.

Деменицкая Р.М. Кора и мантия Земли. Изд. 2. М., "Недра", 1975, 254 с.

Деменицкая Р.М., Левин Л.Э. Группа Арктических морей. - В кн.: Тектоника и нефтегазоносность окраинных и внутренних морей СССР ("Труды НИЛЗарубежгеологии", вып. 20). Л., "Недра", 1970, с. 252-272.

Егиазаров Б.Х. Геологическое строение Аляски и Алеутских островов. Л., "Недра", 1969, 70 с.

Егоров А.И. Пояса углеобразования и нефтегазоносные зоны земного шара. Изд. Ростовского Гос. университета, 1960, 161 с.

Еременко Н.А. Геология нефти и газа. М., Гостехиздат, изд. 2, 1968, 389 с.

Еременко Н.А. Нефтяные и газовые месторождения Южной Америки. § 1. Венесуэла, § 2. Тринидад, § 3. Колумбия, § 4. Эквадор. - В кн.: Геология нефти (Справочник, т. 2, кн. 2). М., "Недра", 1968, 804 с.

Еременко Н.А., Ульянов А.В. Нефтегазоносные толщи мира и их особенности и распространение ("Труды XXI Межд. геол. конгресса. Регион. и структ. проблемы геологии нефти. Доклад сов. геологов"). М., Изд. АН СССР, 1960, с. 13-19.

Закономерности размещения морских месторождений нефти и газа (Обзор. Морская геология и геофизика). М., ВИЭМС, 1975, 112 с. Авт.: Л.Э. Левин, З.К. Байбулатова, Ю.Г. Зорина и др.

Зверев С.М., Тулина Ю.В. Глубинное сейсмическое зондирование земной коры Сахалино-Хоккайдо-Приморской зоны. М., "Наука", 1971, 284 с.

Исивада Я. Ресурсы нефти в морских районах, окружающих Японию - "Сэкию гаккайси", 1970, т. 13, № 3, с. 168-172.

История развития и особенности нефтегазонакопления в солеродном бассейне краевой части Сибирской платформы. - В кн.: Геология и нефтегазоносность Восточной Сибири и Дальнего Востока. М., "Наука", 1975, с. 59-63. Авт.: Б.В. Корнев, Н.А. Кицис, М.Н. Кнепель и др.

Калинин Н.А., Родникова Р.Д., Афанасьев М.М. Нефть и газ на шельфах Австралии и Океании.

(Обзор, серия: Геология, методы поисков и разведки месторождений нефти и газа). М., ВИЭМС, 1973, 38 с.

Калинин Н.А., Раабен В.Ф. Закономерности размещения запасов газа в различных бассейнах мира. – В сб.: Генезис углеводородных газов и формирование месторождений. М., "Наука", 1977, с. 154–164.

Калинко М.К. Нефтегазоносные акватории мира. М., ЦНИИНефтегаз, 1964, 86 с.

Калинко М.К. Нефтегазоносность акваторий мира. М., "Недра", 1969, 224 с.

Кинг Ф.Б. Вопросы тектоники Северной Америки. Изд. МГУ, 1969, 178 с.

Кинг Ф.Б. Тектоника Северной Америки. Объяснительная записка к тектонической карте масштаба 1:15000000. М., "Мир", 1972, 268 с.

Кравченко К.Н., Парсаданова Э.А., Севастьянов К.М. Китай. – В кн.: Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран, ч. П. М., "Недра", 1976, с. 421–456.

Красный Л.И. Проблемы тектонической систематики. М., "Недра", 1977, 150 с.

Красный Л.И., Бутенко Б.П., Кириллова Г.Л. Алдано-Майская перспективная нефтегазоносная провинция. – В кн.: Осадочные формации нефтегазоносных областей Дальнего Востока. Л., "Недра", 1975, с. 15–30.

Критерии и методы количественной оценки нефтегазоносности слабоизученных крупных территорий. – "Советская геология", 1976, № 1, с. 26–39. Авт.: В.Д. Наливкин, М.Д. Белонин, В.С. Лазарев и др.

Лебедев Л.И., Корсаков О.Д. Перспективы поисков нефти и газа на акваториях северных морей зарубежных стран. М., ВНИЮЭНГ, 1976, 72 с.

Лебедев Т.С., Шаповал В.И., Корчин В.А. Экспериментальные исследования физических свойств осадков океанического дна при различных давлениях. – В сб.: Строение земной коры и верхней мантии морей и океанов. М., "Наука", 1973, с. 89–98.

Левин Л.Э. Некоторые теоретические вопросы обоснования вероятной нефтегазоносности окраинных и внутренних морей СССР. – В кн.: Тектоника и нефтегазоносность окраинных и внутренних морей СССР. Л., "Недра", 1970, с. 11–38.

Левин Л.Э. Вопросы тектонической классификации впадин окраинных и внутренних морей в связи с проблемой их нефтегазоносности. - "БМОИП, Отд. геол.", 1974, т. 49, № 5 (а), 131 с.

Левин Л.Э. Перспективы нефтегазоносности шельфа Мирового океана. - В сб.: Проблемы геологии шельфа. М., "Наука", 1975, с. 233-239.

Левин Л.Э., Хаин В.Е. Тектонические предпосылки и особенности нефтегазонакопления в системе Мирового океана. - "Изв. АН СССР, сер. геол.", 1971, № 3, с. 34-49.

Литвинский В.А. Геолого-тектоническое строение дна шельфа Арктических морей Восточной Сибири по геофизическим данным. - В кн.: Тектоника Восточной Сибири и Дальнего Востока. Тезисы докл. 5-й сессии научного совета по тектонике Сибири и Дальнего Востока. Новосибирск, "Наука", 1967, с. 151-154.

Максимов С.П. Закономерности распределения и условия формирования залежей нефти и газа. М., "Недра", 1964, 486 с.

Марковский Н.П. Палеогеографические основы поисков нефти и газа. М., "Недра", 1973, 304 с.

Матвеев А.К. Угленосные провинции СССР ("Труды лаб. геол. угля", т. 7). Л., АН СССР, 1957, 238 с.

Матвеев А.К. Угленосные провинции СССР и сопредельных стран. - В сб.: Труды геол. факультета МГУ. М., Изд. МГУ, 1961, с. 159-173.

Матвеев А.К. Угольные месторождения зарубежных стран. М., "Недра", т. 1 - Евразия, 1966, 459 с.; т. 3 - Австралия и Океания, 1968, 167 с.; т. 1У - Америка и Антарктида, 1973, 235 с.

Минский Н.А. Формирование нефтеносных пород и миграция нефти. М., "Недра", 1975, 288 с.

Муратов М.В. Происхождение материков и океанических впадин. М., "Наука", 1975, 176 с.

Нестеров И.И., Потеряева В.В., Салманов Ф.К. Закономерности распределения крупных месторождений нефти и газа в земной коре. М., "Недра", 1975, 278 с.

Нефтегазоносность морей и океанов. М., "Недра", 1973, 232 с. Авт.: Б.А. Соколов, А.Г. Гайнанов, Д.В. Носмелянов, А.М. Серегин.

Нефтегазоносные бассейны Юго-Восточной Азии и прогнозная оценка их ресурсов. М., ВИЭМС, 1973, 60 с. Авт.: М.Ш. Моделевский, Н.А. Калинин, Ю.Я. Кузнецов и др.

Нефтегазоносные провинции и области СССР. М., "Недра", 1969, 476 с. Авт.: Г.Е. Рябухин, М.С. Бурштар, Н.М. Музыкаченко и др.

Нефтегазоносные провинции СССР. М., "Недра", 1977, 326 с. Авт.: Г.Х. Дикенштейн, И.М. Алиев, Г.А. Аржевский и др.

О ленин В.Б. Новый нефтегазоносный континент. М., "Недра", 1969, 152 с.

Основные закономерности углеобразования на территории СССР (Под ред. Н.В. Шабарова). Л., "Недра", 1975, 333 с.

Особенности строения нефтяных месторождений Кубы. - "Геология нефти и газа", 1976, № 9, с. 70-76. Авт.: С.П. Махсимов, К.А. Клешев, В.С. Шейн и др.

Перспективы поисков крупных скоплений углеводородов в окраинных и внутренних морях. - В сб.: Доклады советских геологов на XXV Международном геологическом конгрессе. М., "Недра", 1976, с. 231-247. Авт.: Н.А. Еременко, А.А. Геодекян, Л.И. Лебедев и др.

Пригоровский М.М. Карта фактического и предполагаемого распространения углей СССР ("Труды ГИН АН СССР"). М., АН СССР, 1947, вып. 90, с. 195-201.

Проблемы тектоники и нефтегазоносности краевых прогибов. М., "Недра", 1973, 232 с. Авт.: М.И. Варенцов, С.М. Дорошко, И.К. Королюк и др.

Пушаровский Ю.М. Проблемы тектоники и нефтегазоносности Тихоокеанского кайнозойского тектонического кольца. - "Геотектоника", 1965, № 1, с. 74-92.

Пушаровский Ю.М. О тектонике и нефтегазоносности периокеанических зон. - "Геотектоника", 1975, № 1, с. 3-12.

Пушаровский Ю.М. Структурное положение нефтегазоносных районов в Тихоокеанском поясе (Междун. геол. конгресс. 25 сессия. Доклад сов. геологов. Тектоника и структурная геология. Палеонтология). М., "Наука", 1976, с. 32-38.

Равич М.Г., Грикуров Г.Э. Основные черты тектоники Антарктиды. - "Советская геология", 1970, № 1, с. 12-27.

Ренц Г.Г., Ольбердинг Г., Долмес К.Р. Восточно-Венесуэльский бассейн. - В кн.: Распределение нефти. М., Гостоптехиздат, 1961, с. 243-284.

Ресурсы нефти и газа капиталистических и развивающихся стран (Под ред. В.В. Семеновича). Л., "Недра", 1974, 196 с.

Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран. Т. 1. Европа. Северная и Центральная Америка. М., "Недра", 1976, 600 с.

Степанов П.М., Миронов С.И. Геология месторождений каустобиолитов. М.-Л., ОНТИ, 1937.

Стефанова Е.И. Горючие сланцы зарубежных стран. - В кн.: Месторождения горючих ископаемых, т. 4. М., Изд. ВИНТИ АН СССР, 1973, с. 228.

Становление континентальной коры Северной Евразии. - "Геотектоника", 1976, № 5, с. 3-20. Авт.: А.В. Пейве, А.Л. Яншин, Л.П. Зоненшайн и др.

Тектоника Восточно-Арктического шельфа СССР ("Труды НИИГА", т. 171). Л., "Недра", 1974, 142 с. Авт.: В.А. Виноградов, Г.И. Гапоненко, И.М. Рудаков, В.Н. Шимараев.

Тектоника Евразии (Под ред. А.Л. Яншина). Объяснительная записка к Тектонической карте Евразии, М 1:5000000. М., "Наука", 1966, 488 с.

Терцаги К. Теория механики грунтов. М., "Гостоптехиздат", 1961, 621 с.

Трофимук А.А. Проблемы диагностики нефтематеринских свит. - "Геология и геофизика", 1963, № 4, с. 116-121.

Трофимук А.А., Васильев В.Г. и др. Нефтегазоносность и перспективы открытия новых месторождений нефти и газа в палеозойских и мезозойских отложениях Лено-Виллюйской провинции. - В кн.: Лено-Виллюйская нефтегазоносная провинция. М., "Наука", 1969.

Трофимук А.А., Конторович А.Э. Некоторые вопросы теории органического происхождения нефти и проблемы диагностики нефтепроизводящих толщ. - "Геология и геофизика", 1965, № 12, с. 3-13.

Трофимук А.А., Черский Н.В., Царев В.П. Особенности накопления природных газов в зонах гидратообразования Мирового океана. - "Докл. АН СССР", 1973, с. 931-934.

Трофимук А.А., Черский Н.В., Царев В.П. Ресурсы биогенного метана Мирового океана. - "Докл. АН СССР", 1975, с. 936-939.

Трофимук А.А., Шило Н.А., Иванов В.В. Нефтегеологическое районирование Северо-Востока и прилегающего шельфа. - "Труды Северо-Восточного комплексного института", вып. 49, 1973, с. 3-22.

Успенская Н.Ю., Таусон Н.Н. Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран. М., "Недра", 1972, 294 с.

Ушаков С.А. Геофизические исследования земной коры в Восточной Антарктиде. М., Изд. АН СССР, 1963, 95 с.

Хаин В.Е. Главные пояса нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции Земли. - "Вестник МГУ, геол.", 1970, № 1, с. 66-71.

Хаин В.Е. Региональная геотектоника. М., "Недра", 1971, 548 с.

Шарудо И.И. История позднемезозойского угленакпления на территории Дальнего Востока. Новосибирск, "Наука", 1972, 235 с.

Шило Н.А., Беспалый В.Г. К вопросу о нижней границе новейшей тектонической активизации северо-западной части Тихоокеанского подвижного пояса. - "Труды СахНИИ", № 41/1, 1977, с. 38-45.

Averitt P. Coal resources of the United States. January 1, 1974, USA Geological Survey Bul. 1412, pp. 1-33.

Berry F.A.F. High fluid potential in California coast range. - "Bull. Amer. Assoc. Geol.", 1973, 57, N 7, pp. 1219-1249.

Bogdanowicz K. Surowce mineralne swiata, t. 3, Wegiel Warszawa, 1952, pp. 279-313.

Borax E., Stewart R.D. Notes of the Khorat series of North-Eastern Thailand. Resour. Develop. Serv. U.N., 1969, N 30, pp. 117-131.

Bowen F.E. Geology of Ohai Coalfield. New Zealand Dep. of Sci. Ind. Research Bulletin, 1964, N 51, 63 pp.

Calderwood K., Fackler W. Proposed stratigraphic nomenclature for Kenai group, Cook Inlet basin, Alaska. - "БААПГ", 1972, 56, N 4, pp. 739-754.

Cecioni G., Westermann G.E. The Triassic-Jurassic marine transition of Coastal Central Chile. - "Pacific Geology", 1968, N 1, pp. 41-75.

Chibber H. The mineral resources of Burma, London, 1952, 120 p.

Chinese oil lures Far East consumers. - "Oil and Gas Journ.", 1974, v. 72, N 8, pp. 84-86.

D a s h B. et al. Seismic investigation in the region of Poulo Panjang, offshore from Southwestern Viet-Nam. U.N. ECAFE, Committee Coordin. Joint Prospect. Miner. Bull. Bangkok, 1970, v. 3, pp. 37-54.

D a v i d E. The geology of the commonwealth of Australia. v. 1, 2, 1950, pp. 747+618.

D o r f m a n M.H. A plate tectonic model for development of the geology and estimation of potential petroleum reserves in Ecuador. - "Nafta", 1975, v. 26, N 12, pp. 615-627.

D o u g l a s R. Geology and economic minerals of Canada. Geol. Survey of Canada, 1970, pp. 445-480.

E d g a r N.T., E i n g J., H e n n i o n J. Seismic refraction and reflection in Caribbean Sea. - "BAAPG", 1971, v. 55, N 6, pp. 833-870.

E m e r y K.O. Continental rises and oil potential. - "Oil and Gas J.", 1969, v. 67, N 12, pp. 36-41.

E m e r y K.O. Undiscovered petroleum resources of deep ocean floor. - "Meth. Estim. Vol. Undiscovered Oil and Gas Resour." Tulsa, Okla, 1975, pp. 162-170.

E w i n g M., H a w k i n s L.V., L u d w i g W.J. Crustal structure of the Coral Sea. - "J. Geophys. Res.", 1970, v. 75, N 11, pp. 1953-1962.

F a u c h e r B., S a v o y a t E. Esguise geologique des Andes de l'Equateur. Revue de geographie physique et de dynamique, 1970, v. XV, fasc. 1-2, pp. 115-142.

F e o - C o d e c i d o G. Contribucion a la estratigrafia de la cuenca Berinas-Apure. Bol. geol. Publ. espce, 1972, N 5/2, pp. 774-795.

F u t u r e P e t r o l e u m P r o v i n c e s o f t h e U n i t e d S t a t e s - t h e i r g e o l o g y a n d p o t e n t i a l. M e m o i r 15, v. 1-2, Tulsa, Okla., AAPG, 1971, 632 p.

T h e f u t u r e p e t r o l e u m p r o v i n c e s o f C a n a d a. - T h e i r G e o l o g y a n d p o t e n t i a l. E d. R. G. M c C r a s s a n. C a l g a r y, 1973, 720 p.

T h e g e o l o g y o f c o n t i n e n t a l m a r g i n s. E d. C. A. B u r k. C. L. D r a k e, N e w - Y o r k - B e r l i n, S p r i n g e r, 1974, 986 p.

Graves R.R., Weegear A.A. Geology of the Arun gas field. "Oil and Gas of Australia, South East Asia", 1974, v. 20, N 1, pp. 8-17.

Griffith B.R., Hodson E.E. Offshore Gippsland basin fields. - "APEA Journal", 1971, 11, N 1, pp. 85-89.

Haile N.S. The geomorphology and geology of the northern part of Sunda shelf and its place in the Sunda mountain system. - "Pacif. Geol.", 1973, N 6, pp. 73-89.

Halbouty M. (ed.). Geology of giant petroleum fields. Tulsa. U.S., 1970, 440 p.

Harding T.P. Newport. Inglewood fault zone, Los Angeles basin, California. - "BAAPG", 1973, 57, N 1, pp. 97-117.

Harding T.P. Petroleum traps associated with wrench faults, - "BAAPG", 1974, 58, N 7, pp. 1290-1304.

Havlena W. Geologie uhelných ložisek, t. 3. Praha, 1965, pp. 328-346.

Hedberg H.D. Continental margins from viewpoint of the petroleum geologist. - "BAAPG", 1970, v. 54, N 1, pp. 1-43.

Hedberg H.D. The volume-of-sediment fallacy in estimating petroleum resources. - "Meth. Estim. Vol. Undiscovered Oil and Gas. Resour.", Tulsa, Okla, 1975, 161 p.

Hocking I.B. Geologic evolution and hydrocarbon habitat, Gippsland basin. - "APEA Journal", 1972, 12, N 1, pp. 132-137.

International Petroleum Encyclopedia. 1976, Tulsa, Petroleum Publishing Co, 456 p.

International Petroleum Encyclopedia. 1977. Tulsa, Petr. Publ. Co, 455 p.

Johnson H.A., Bredeson D.H. Structural development of some shallow salt domes in Louisiana miocene productive belt. - "BAAPG", 1971, 55, N 2, pp. 204-226.

Julivert M. Las estructuras del valle medio del Magdalena y su significacion. - Bol. Geol. Univ. Industr. santander, 1961, N 6, pp. 33-52.



Katz H.R. Developments in New Zealand Southwest Pacific Island region in 1975.

"BAAPG", 1976, v. 60, N 10, pp. 1947-1956.

Katz H.R. Sediments and tectonic history of the Tonga Ridge and the Lau basin. In. "Committee for Co-ordination of joint prospecting for mineral resources in South Pacific offshore areas". Suva, Fiji, 1976, pp. 153-165.

Kirschner C., Lyon C. Stratigraphic and tectonic development of Cook Inlet petroleum province. - Arct. Geol. (AAPG Memoir N 19), 1973, pp. 396-407.

Klemme H.D. What giants and their basins have in common. - "Oil and Gas J.", 1971, v. 69, N 9, pp. 85-90.

Klemme H.D. World oil and gas reserves from analysis of basins (provinces). - "Int. Cont. Future Supply Nature-Made Petroleum and Gas. Schloss Laxenburg", 1976, Conf. Prepr. v. 1, S. 1, pp. 1-29;

Koesoemadinata R.P. Outline of geologic occurrence of oil in tertiary basins of West Indonesia. - "BAAPG", 1969, 53, N 11, pp. 2368-2376.

Kujiracka A. Volcanic activity and its influence on the migration and accumulation of oil and gas in the Nogaoka plain Japan. - "Mineral Resour. Develop. Ser. U.N.", 1967, N 26/1, pp. 2396-2409.

Loczy L. Role of transcurrent faulting in South American tectonic framework. - "BAAPG", v. 54, N 11, 1970, pp. 2111-2119.

Ludwig W. et al. Sediment distribution in the Bering Sea. Bowers ridge and enclosed basins. - "J. Geoph. Res.", 1971, v. 76, N 26, pp. 6367-6375.

Magara K. Compaction and migration of fluids in miocene mudstone, Nagaoka plain, Japan. - "BAAPG", 1968, v. 52, N 12, pp. 2466-2501.

Marlow M. et al. Structure and evolution of Bering sea shelf south of St. Lawrence island. - "BAAPG", 1976, v. 60, N 12, pp. 161-181.

Martinez A. Los recursos de Hidrocarburos de Venezuela. - "Bol. Geol. Publ. espec.", N 5/5, 1972, pp. 2687-2727.

Matveev A.K. Distribution and reserves of world coal. In, "Coal. and exploration proceedings of the first International Coal Exploration Symposium" Miller Freeman Publ, San Francisco-London, 1976, pp. 76-89.

Meyerhoff A.A. Eastern Asian coasts and offshore are promising frontiers. - "Oil and Gas J.", 1976, v. 74, N 52, pp. 215-227.

Milton D.J. Methane hydrate in the sea floor - a significant resource? "Intern. conf. future supply of nature-made petr. and gas." Schloss Laxenburg, 1976, v. 3, pp. 1-16.

Natural gas resources of the Ryu-Kyu Islands. O. Fukuta, K. Motojima, S. Ijima et al. "Bull. Geol. Surv. Jap.", 1970, v. 21, N 11, pp. 627-672.

Parke M.L. et al. Structural framework of continental margin in South China Sea. - "BAAPG", 1971, v. 55, N 5, pp. 723-751.

Parker F.S. Petroleum potential of Southern California offshore. - "Future petroleum provinces of the United States-their geology and potential", 1971, Tulsa, Okla. USA, 1971, pp. 178-192.

Patton W., Dutro T. Preliminary report on the Paleozoic and Mesozoic sequence on St. Lawrence island, Alaska. - "U.S. Geol. Surv. Prof. Paper.", 1969, N 65-D, pp. 138-143.

Powell L., Woodbury H. Possible future petroleum potential of pleistocene. Western Gulf Basin. "Future petroleum provinces of the United States-their geology and potential", 1971, Tulsa, Okla, USA, pp. 813-824.

Samamura K., Lawing D.J. Possible Mesozoic sedimentary basin in the Gulf of Thailand. CCOP Newsletter, 1973, v. 1, N 2, pp. pp. 24-27.

Schwartz C.W. et al. Attaka still largest Indonesian offshore field. "Oil and Gas J.", 1973, v. 72, N 10, pp. 79-82.

S h o r G.G. Seismic refraction profile in Coral sea basin. - "Science", 1967, v. 158, pp. 911-913.

S i m a c o v S.N., F e d y n s k i V.V. Report on the prospecting for oil in British Gondyras. Geol. Survey of British Gondyras, v. 36, 1965, 48 p.

S o e p a r j a d i R.A., S l o c u m R.C. Vast geologic basins attract Indonesian oil exploration. - "World Oil.", 1973, v. 177, N 2, pp. 35-38; N 4, pp. 55-58.

S y n t h e s e p a l e o g e o g r a p h i q u e e t p e t r o l i e r e du Venezuela occidental. Auth. Zambrano E., Vasquer E., Duval B., Latreille M., Coffinieres N. Rev. Unst. Francais du petrole. Paris, 1971, v. XXVI, N 1, pp. 50-72.

T h o m p s o n T.L. Plate tectonics in oil and gas exploration of continental margins "BAAPG", 1976, v. 60, N 9, pp. 1463-1501.

T o d d D.F., P u l u n g g o l o A. Wildcatters score in Indonesia. - "Oil and Gas J.", 1971, 69, N 24, pp. 104-110.

V i d r i n L. Production potential of deep Miocene rock in Southeastern Louisiana. - "BAAPG.", 1973, v. 55, N 2, pp. 227-240.

W e e k s L.G. Petroleum resources potential of continental margins. In. "The geology of Continental Margins", Ed. C.A. Burk and C.L. Drake, 1974, pp. 953-964.

W e e k s L.G. Potential petroleum resources-classification, estimation and status. - "Meth. Estim. Vol. Undiscovered Oil and Gas Resour". Tulsa, Okla, 1975, pp. 31-49.

W e g e m a n I. et al. Structural framework of East China Sea and Yellow Sea. -, "BAAPG", 1970, v. 54, N 9, pp. 1611-1643.

W o o d b u r y H. et al. Pliocene and Pleistocene depocenters, outer continental shelf, Louisiana and Texas. - "BAAPG", 1973, v. 57, N 12, pp. 2428-2439.

Z a m b r a n o I.I., U r i e n C.M. Geological outline of the basins in Southern Argentina and their continuation on the Atlantic shore. - Journ. Geoph. Res., 1970, N 8, pp. 1363-1396.

## СО Д Е Р Ж А Н И Е

Введение (Н.А. Еременко, Л.И. Красный) ...	3
1. Методика составления карты (Н.А. Еременко, Л.Э. Левин, А.К. Матвеев) .....	7
2. Нефтегазоносность и угленосность Тихоокеанского подвижного пояса и Тихого океана .....	19
2.1. Географический обзор нефтегазоносности и угленосности (А.Н. Вирта, Ю.Г. Зорина, Н.А. Кицис, Л.И. Лебедев, А.К. Матвеев, Ю.Р. Мазор, Д.С. Сафронов) .....	25
2.2. Краткий геологический очерк (Л.И. Красный) .....	34
2.3. Нефтегазоносные осадочные бассейны (Н.А. Еременко, Л.Э. Левин, А.Н. Вирта, М.Е. Величко, Ю.Г. Зорина, Н.А. Кицис, Л.И. Лебедев) ...	41
2.4. Угольные провинции и бассейны (А.К. Матвеев, Ю.Р. Мазор, Д.С. Сафронов) .....	151
2.5. Горючие сланцы (А.К. Матвеев, Е.И. Стефанова) .....	195
3. Особенности нефтегазо- и угленакопления в Тихоокеанском суперрегионе (Н.А. Еременко, Л.Э. Левин, А.К. Матвеев) .....	200
Abstract .....	215
Список литературы .....	217

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ  
И УГЛЕНОСНОСТЬ ТИХООКЕАНСКОГО  
ПОДВИЖНОГО ПОЯСА И ТИХОГО ОКЕАНА

Объяснительная записка к карте

Редактор Н.А. Казакова  
Художник В.П. Першков  
Технический редактор А.Г. Маслова  
Корректор Е.И. Бурцева

Подписано в печать 8/IX 1978 г. Л-80046.  
Формат 60 x 90 1/16. Уч.-изд. л. 12,15.  
Печ. л. 14 1/4 + 3 вкл. Цена 1 руб. 20 коп.  
Тираж 1000. Заказ 361.

---

Подготовлено к печати и размножено  
в техническом отделе ИГиРГИ.  
Москва, 1-й Рошинский, 8