

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное

Учреждение высшего образования

КАЗАНСКИЙ (ПРИВОЛЖСКИЙ) ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И НЕФТЕГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Кафедра геологии нефти и газа имени академика

A.A. Трофимука

Б.В. УСПЕНСКИЙ

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ БАССЕЙНЫ МИРА

ЧАСТЬ I

РЕГИОНЫ СЕВЕРНОЙ, ЦЕНТРАЛЬНОЙ И ЮЖНОЙ АМЕРИК

Учебно-методическое пособие

Казань – 2025

УДК 550.8

ББК 33.361

У77

Рекомендовано к изданию учебно-методической комиссией

Института геологии и нефтегазовых технологий

Протокол №8 от 17 апреля 2025 г.

Рецензенты

доктор г-м. наук, профессор Н.Г. Нургалеева

кандидат г-м. наук, старший научный сотрудник Р.Р. Ганиев

Успенский Б.В.

У77 Нефтегазоносные бассейны мира. Часть 1. Регионы Северной, Центральной и Южной Америк: учебное пособие / Б.В. Успенский – Казань: Казанский университет, 2025. – 79 с.

ISBN

Учебно-методическое пособие составлено для магистров направления «Геология» для выполнения лабораторной и самостоятельной работы по разделу курса «Нефтегазоносные бассейны Мира» - регионы Северной, Центральной и Южной Америк. Пособие может служить основой для выполнения тематических рефератов и презентаций, предусмотренных программой курса.

УДК 550.8

ББК 33.361

© Успенский Б.В., 2025

© Казанский университет, 2025

Содержание

Предисловие.....	4
1. Введение.....	6
1.1. Национальная стратегия социально-экономического развития с низким уровнем эмиссии парниковых газов	7
1.2. Неравномерность (как по площади, так и по стратиграфическому разрезу) размещения ресурсов углеводородов на планете.....	8
2. Нефтегеологическое районирование территории и акватории Мира на основе выделения нефтегазоносных бассейнов.....	14
Вопросы для самоконтроля.....	29
Задание для практической и самостоятельной работы.....	29
3. Нефтегазоносные и возможно нефтегазоносные бассейны Мира.....	30
3.1. Регион Северной Америки.....	30
Основные черты тектонического строения.....	30
Нефтегазоносность.....	34
Вопросы для самоконтроля.....	50
Задание для практической и самостоятельной работы.....	52
3.2. Регион Центральной Америки и Вест-Индии.....	52
Основные черты тектонического строения.....	52
Нефтегазоносность.....	54
3.3. Регион Южной Америки.....	59
Основные черты тектонического строения.....	60
Нефтегазоносность.....	65
Вопросы для самоконтроля.....	79
Задание для практической и самостоятельной работы.....	80
Литература.....	81

Предисловие

Цель данного учебно-методического пособия – дать магистрам представление о нефтегазоносности 12 регионов земного шара. Показать историю открытия и освоения нефтегазоносных территорий мира и месторождений нефти и газа (газоконденсата); состояние мирового топливно-энергетического баланса, энергетического баланса мира. Выделить значение акваторий в доле прироста запасов, увеличения добычи нефти и газа, открытия крупных и гигантских месторождений. Рассказать о неравномерности (как по площади, так и по стратиграфическому разрезу) размещения ресурсов углеводородов на планете; о задачах по дальнейшему развитию и направлению поисково-разведочных работ на нефть (газ) и альтернативным источникам углеводородного сырья (природным битумам, газогидратам).

Студенты должны понять значение нефтегеологического районирования территории и акватории Мира на основе выделения нефтегазоносных бассейнов и провинций для ранжирования территорий по степени перспектив нефтегазоносности.

В учебном пособии подробно представлено, главным образом по материалам В.И.Высоцкого, Ю.Г.Наместникова, Е.Н.Исаева, К.А.Клещева, Н.В.Милетенко, Д.Л.Федорова нефтегеологическое районирование территории и акватории мира на основе выделения нефтегазоносных бассейнов. На примере конкретных нефтегазоносных регионах земного шара показаны основные особенностями тектонического строения и нефтегазоносности недр, условия формирования и размещения нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений в конкретных нефтегазоносных бассейнах (НГБ). Классификация нефтегазоносных бассейнов приводится по Наместникову Ю.Г.

Учебное пособие может быть полезно для повышения уровня (качества) научных исследований и образовательной деятельности в

К(П)ФУ для магистров направления 05.04.01 «Геология» по таким дисциплинам как «Нефтегазоносные бассейны мира», «Нефтегазоносные бассейны России» и др., читаемые студентам, бакалаврам и магистрам института геологии и нефтегазовых технологий.

1. Введение

В основу учебного пособия положены материалы объяснительной записки к «Карте нефтегазоносности мира», подготовленные под научным руководством В.И.Высоцкого, Ю.Г.Наместникова, Е.Н.Исаева, К.А.Клещева, Н.В.Милетенко, Д.Л.Федорова [4]. В работе по выполнении объяснительной записки принимали участие сотрудники ВНИИзарубежгеологии. Кроме вышеперечисленного руководства при составлении учебного пособия использовались данные Муслимова Р.Х. «Особенности разведки и разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики»; Высоцкого И.В., Высоцкого В.И., Оленина В.Б. «Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран»; Халимова Э.М. «Разработка нефтяных месторождений в условиях рынка»; Щелкачева В.Н. «Отечественная и мировая нефтедобыча. История развития, современное состояние и прогнозы»; Успенского Б.В. «Методические указания и программа дисциплины «Нефтегазоносные бассейны мира»» и др. источники. Классификация нефтегазоносных бассейнов приводится по Наместникову Ю.Г. По мнению автора, преимущество данной классификации перед другими заключается во всеобъемлющем характере (в соответствии с выделенными группами и типами описываются 511 нефтегазоносных и возможно нефтегазоносных бассейнов по 13 регионам мира), причем выделенные типы бассейнов даются в сопоставлении с основными классификациями, используемыми в западных странах (по А. Bally и Н. Klemme). Приведенная классификация используется многими научными центрами и нефтяными компаниями. В частности, крупнейшая консалтинговая компания Фугро Робертсон (Великобритания), имеющая более чем 60-ти летний опыт работы по всему миру в области нефтегазовой индустрии (осуществляет организацию и проведение лицензионных раундов), создала глобальные базы данных по нефтегазовым бассейнам мира, базы

данных по месторождениям углеводородов в мире на основе приведенной классификации по 511 нефтегазоносным бассейнам мира.

Учебное пособие может быть использовано в практической деятельности магистров направления «Геология» в качестве научной основы прогнозирования нефтегазоносности недр любой перспективной территории земного шара.

1.1. Национальная стратегия социально-экономического развития с низким уровнем эмиссии парниковых газов

Требования Парижского соглашения по климату – добиться стабилизации климата (т.е. непревышения 1,50С-го порога по сравнению с доиндустриальной эпохой) ставят задачу достижений углеродной нейтральности. В настоящее время (июль 2021 г.) из 197 государств, ратифицировавших Парижское соглашений, 120 или 61% провозгласили гонку за достижение углеродной нейтральности (race for zero) к 2050 г. (Китай к 2060 г.). Тройка государств – основных эмитентов парниковых газов: Китай, США и Индия. Россия занимает 7 место в этом списке, т. е. не является государством, которое значительно отстает от действий мирового сообщества в области защиты климата.

Уверенность и решительность с которой страны ЕС, и некоторые другие говорят о переходе к «зеленой энергетике» не сулит ничего хорошего России, которая сегодня обеспечивает более 40% своего бюджета от поступлений от нефтяной промышленности. Многие Российские товары, производимые на экспорт и имеющие большой углеродный след (сталь, алюминий, нефть, газ и нефтепродукты) будут отягощены трансграничным углеродным налогом и это не будет способствовать их конкурентоспособности на рынке. Тем не менее, можно утверждать, что данный вызов российской экономике является одновременно и огромной возможностью.

«Зеленый» энергетический переход должен происходить в России с учетом рационального использования имеющихся природных ресурсов – углеводородных, биологических, территориальных, а также созданной нефтяной инфраструктуры – конкретных скважин, исследованных резервуаров, залежей УВ, всей наземной инфраструктуры, включая трубопроводы, нефтеперерабатывающие и нефтехимические мощности. Стратегической задачей на ближайшие 30 – 40 лет является обеспечение страны конкурентными на мировом рынке запасами УВ, которые необходимо добывать экологично, экономично, с низким углеродным следом.

1.2. Неравномерность размещения ресурсов углеводородов на планете

Количественная оценка ресурсов и запасов углеводородов, являясь во многом функцией геологической изученности, со временем приближается к объективной величине, отражающей объем углеводородов в недрах [Р.Х.Муслимов, 20014].

Общеизвестно [1, 6, 9, 10 и др.], что ресурсы и запасы углеводородов на планете распределены крайне неравномерно как по площади, так и по глубине (стратиграфическому разрезу). Прежде это объяснялось неравномерной изученностью. Однако теперь можно считать установленным [6] факт неравномерной концентрации запасов нефти и газа на любом уровне – глобальном, континентальном, бассейновом. Эта неравномерность обусловлена в первую очередь спецификой нефтематеринских пород, хотя нельзя сбрасывать со счетов разные условия улавливания и консервации УВ в залежах.

По данным Г. Ф. Удьмишека и Х. Д. Клемме (1991), в осадочном разрезе Земли от позднего протерозоя до фанерозоя выделяется 6 стратегических интервалов, с которыми связана генерация 90%

объема всех мировых углеводородов: 1) силурийский – 9% от планетарного объема генерированных УВ; 2) верхнедевонско-турнейский – 8%; 3) среднекаменноугольно-нижнепермский (башкирско-кунгурский) – 8%; 4) верхнеюрский (келловей-титонский) – 25%; 5) меловой (апттуронский) - 29%; 6) олигоцен-миоценовый – 12,5%.

Существенное влияние на нефтегазоносность оказала тектоника плит, определявшая структурный режим континентов, климатические особенности и колебания уровня моря. По истории развития и особенностям нефтегазонакопления на планете выделено 4 нефтегазоносных региона (пояса), отличающихся как величиной нефтегазоносного потенциала, так и различиями в формировании и расположении бассейнов: 1) пояс Тетиса, 2) Северный, 3) Тихоокеанский и 4) Южно-Гондванский пояса.

Пояс Тетиса, занимающий по площади 1/6 (17%) часть планетарной суши и шельфа, содержит 2/3 (68%) мировых выявленных запасов. Тетис, система морей (протоокеан) субширотного простирания, располагался в течение большей части фанерозоя между Гондваной и северной группой континентов (Лавразией). На протяжении длительного исторического периода этот пояс находился в тропический и субтропических палеоширотах.

В истирико-тектоническом плане для Тетиса характерно рифтообразование на окраинах прилегающих континентов, перекрытие их в последующем пологими впадинами, а в периоды герцинского и альпийского тектогенеза - развитие систем краевых прогибов и форландов. Основная часть запасов УВ сосредоточена в межгорных рифтовых и предгорно-краевых бассейнах Тетиса.

К этому поясу откосятся нефтегазоносный мегабассейн Мексиканского залива (до раздвигания Атлантического океана служивший западным окончанием Тетиса), нефтегазоносные бассейны Северной Африки, Ближнего и Среднего Востока, Предкавказья, Юго-Восточной Азии и Индонезии.

Северный пояс содержит 23% общемировых запасов, занимая 28%) территории. Его составляют блоки декембрийских кратонов Лавразии и аккреционные участки, формировавшиеся в процессе столкновения блоков. В палеозое континенты находились в низких широтах. Движение их на север произошло в основном в мезозое Сибири, начиная со среднекаменноугольного времени. Нефтегазоносность связана с мезозойско-неогеновыми депрессиями, наложенными на пост-герцинские рифты аккреционных линз, сформировавшихся в каледонскую и герцинскую эпохи тектогенеза, а также с позднепротерозойскими и палеозойскими (особенно девонскими) отложениями докембрийских кратонов.

Тихоокеанский пояс по площади равен Тетису, но содержит всего 5% мировых запасов. Он включает мезозойские и третичные бассейны Тихоокеанского кольца и генетически близкие им задуговые бассейны и краевые прогибы Северной и Южной Америки. Здесь выделены два типа нефтегазовых скоплений. Первый приурочен к разнообразным кайнозойским бассейнам Тихоокеанского кольца – преддуговым бассейнам, рифтам, дельтам с преимущественно олигоцен-миоценовыми отложениями морского или континентального происхождения. Второй тип связан с задуговыми бассейнами Америки, в которых генерация УВ происходила в интервале от палеозоя (Западная Канада) до мезозоя (Южная Америка).

Южно-Гондванский пояс является самым крупным по площади (38%), но наименее богатым в отношении нефтегазоносности. На его долю приходится лишь 4% мировых запасов УВ. Главной причиной этого являлось расположение Гондваны в палеозое в высоких широтах. Сказывается также слабая разведанность территории, в частности, Антарктиды.

Основные запасы нефти и газа данного пояса приурочены к мезозойско-кайнозойским бассейнам пассивных окраин континентов, образовавшихся при расколе Гондваны. Наиболее важным

нефтегазоносным регионом пояса является неогеновая дельта Нигера.

На природные «изначальные» условия развития ресурсной базы того или иного региона, естественно, наложилась и неравномерная геолого-геофизическая изученность регионов, обусловленная в первую очередь их разным уровнем экономического и технического развития. По мере подъема экономики ряда стран, развития международных технико-экономических связей, распространения передовых технологий в области геофизических исследований и бурения к известным нефтедобывающим странам продолжают присоединяться «новички» нефтедобычи. Всем понятен взлет добычи в Мексике, превращение Великобритании и Норвегии в крупные нефтегазодобывающие державы, быстрый рост объемов добычи в КНР, Египте. Поздно установлена промышленная нефтеносность таких ближневосточных стран, как Оман, Йемен. Таким образом, продолжается не только открытие новых месторождений нефти и газа, но и целых нефтегазоносных, районов; на карте мира появляются новые страны с промышленной нефтедобычей, при этом речь идет не только о самообеспеченности, но и о добыче нефти на экспорт.

Расширяется ресурсная база и большинства «старых» нефтедобывающих стран и регионов. Все это влечет за собой увеличение абсолютных величин, доказанных запасов в целом по миру. В целом по миру возрастает обеспеченность добычи запасами.

Это современные представления о нефтегазоносности различных территорий. По мере изучения они могут существенно изменяться. Особенно это касается Южно-Гондванского пояса, наименее изученного и части северной Лавразии. Но более или менее достоверна - неравномерность распределения запасов УВ на планете. Это глобальная закономерность и объективная реальность, обуславливающая возникновение и развитие мирового рынка нефти и газа.

В настоящее время в мире известно [Муслимов Р.Х., 2007] 11

наиболее богатых нефтью и газом бассейнов, в пределах которых открыты крупные месторождения [9]:

1. Западная Сибирь;
 2. Загрос в Иране и Ираке;
 3. Центральное арабское предгорье Ирака, Кувейта и северной части Саудовской Аравии;
 4. Северная часть Саудовской Аравии, Объединенные Арабские Эмираты и Катар;
 5. Индонезия (Суматра);
 6. Ливийская Арабская Джамахирия и Алжир;
 7. Нигерия;
 8. Восточная Венесуэла и Ориноко;
 9. Аляска (северная часть);
 10. Северное море;
- И, Китай (Дацин и Ксифень).

Общее же число открытых нефтяных месторождений в мире превышает 41 тыс., а газовых – 26 тыс.

Распределение мировых запасов нефти и газа в мире показано [9] на рис. 1 и рис. 2.

Как распределены эти месторождения по конкретным регионам нам предстоит разобраться. Но возможно это сделать лишь при отчетливом представлении о закономерностях распространения нефти и газа в земной коре. Для познания этих закономерностей мощным средством является нефтегазогеологическое или как принято говорить нефтегеологическое районирование.

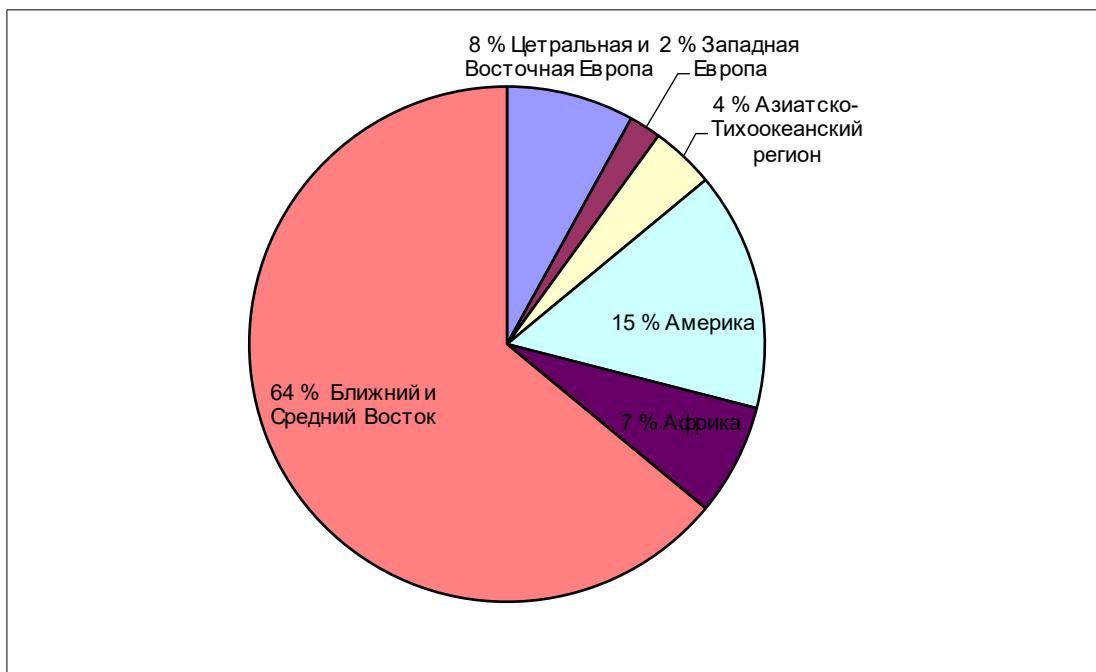


Рис. 1. Доказанные запасы нефти (по Халимову Э.М., 2005)

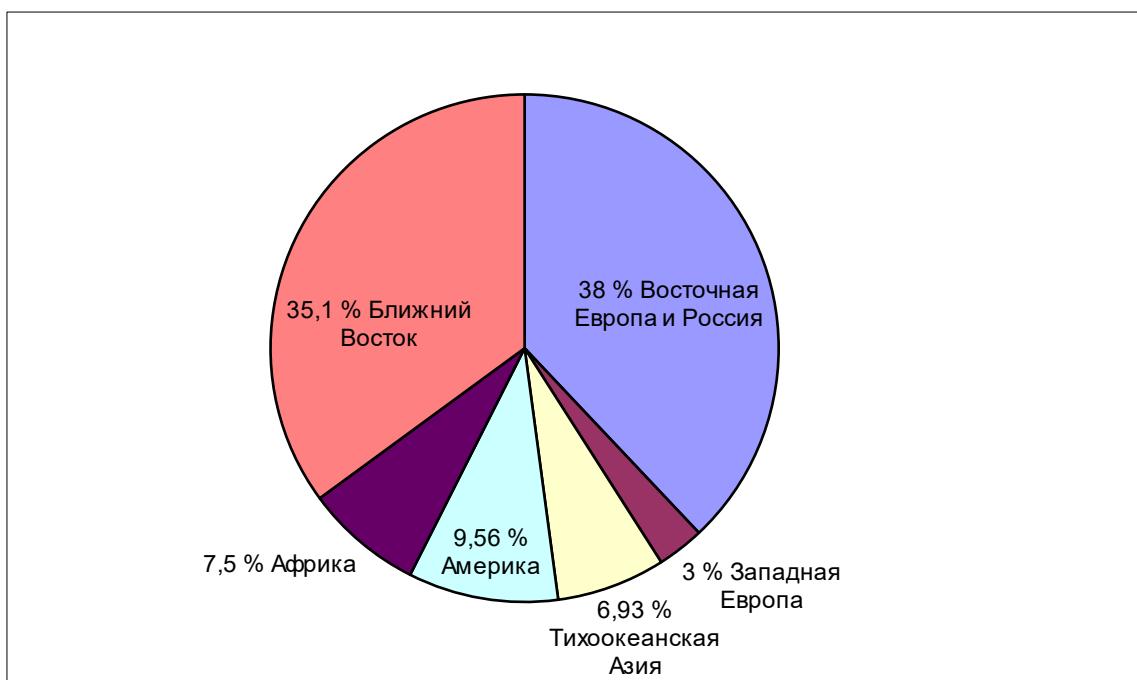


Рис. 2. Распределение мировых запасов газа

2. НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ ТЕРРИТОРИИ И АКВАТОРИИ МИРА НА ОСНОВЕ ВЫДЕЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Сущность нефтегеологического районирования заключается в разграничении материков, их подводных окраин и океанов элементами трех категорий:

1. Нефтегазоносных, т.е. с выявленными скоплениями нефти или (и) газа;
2. Потенциально нефтегазоносных, или перспективных в нефтегазоносном отношении;
3. Возможно нефтегазоносных, т.е. территорий, степень изученности которых не позволяет оценить их перспективы однозначно.

Нефтегеологическое районирование является [4] одной из наиболее сложных проблем геологии нефти и газа. Среди исследователей, придерживающихся гипотезы органического происхождения нефти и газа, нет единого подхода к решению этой проблемы. Однако доминирующим принципом при любом варианте районирования является структурно-тектонический.

Разработка теоретических основ нефтегеологического районирования осуществляется в двух направлениях. Одно из них в качестве основного элемента районирования предусматривает выделение нефтегазоносных провинций; другое – нефтегазоносных бассейнов.

Понятие "нефтегазоносная провинция" впервые было введено в литературу Э.Вудрофом и Ч.Шухертом в 1919 г. и развито Ч.Лиллеем и В.Вер-Вибе. Под этим термином понималась крупная территория, объединенная сходными структурно-геоморфологическими признаками и содержащая скопления нефти и газа. При этом в состав провинции включались как нефтегазоносные, так и разделяющие их площади. Иногда провинция выделялась даже по географическому

признаку (провинции Скалистых Гор, Мидконтинента, Тихоокеанская, Предапалачская, Галф-Кост).

Представление о нефтегазоносных провинциях получило широкое распространение в России и других странах СНГ и достаточно глубоко укоренилось в практике нефтегазоисковых работ. Одни исследователи (Бакиров А.А. и др.) под нефтегазоносной провинцией понимают ассоциацию смежных нефтегазоносных областей, которые обладают общими чертами региональной геологии, а также сходными условиями регионального нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Другие исследователи (Успенская Н.Ю. и др.) нефтегазоносную провинцию рассматривают как крупную область прогибания, связанную с конкретным регионально-структурным элементом (например, межгорной впадиной) и характеризующуюся определенными чертами строения и геологической историей развития, а также общими нефтегазоносными комплексами.

Нефтегеологическое районирование на основе указанных понятий о нефтегазоносной провинции учитывает, прежде всего, геологические условия формирования и распространения месторождений нефти и газа, т.е. условия аккумуляции углеводородов. При этом недостаточно учитываются условия их генерации.

При подходе к районированию с позиций нефтегазоносных провинций утрачивается конкретность объекта исследований и не обеспечивается определенность в проведении его границ. Введение в понятие провинции такого критерия, как, например, стратиграфический признак, осложняет представление о предмете изучения и принципах его выделения. Это приводит иногда к объединению структур, сходных либо по особенностям тектонического строения, но отличающихся характером нефтегазоносности, либо с одинаковой нефтегазоносностью, но различной тектонической природой. Известно, однако, достаточно

большое число примеров разного характера нефтегазоносности во впадинах, казалось бы, весьма похожих по геологическому строению и, наоборот, близкого характера нефтегазоносности впадин разного генезиса.

Более последовательным является районирование на основе представлений о нефтегазоносных бассейнах. Термин "нефтегазоносный бассейн", без придания ему классификационного значения, давно употребляется в геологической литературе в трудах многих исследователей (Ван дер Грахт, В.В.Вебер, К.П.Калицкий, В.Пратт, Д.Н.Соболев, Л.Уикс и др.). Впервые понятие о бассейне, как элементе районирования, использовал В.Е.Хайн в 1951 году.

Бассейновый принцип районирования в настоящее время широко распространен среди геологов-нефтяников. Главная роль в создании учения о нефтегазоносных бассейнах, как основных единицах нефтегеологического районирования, связавших в единые целые процессы прогибания и осадконакопления с процессами генерации, аккумуляции и консервации нефти и газа, принадлежит И.О.Броду. Под "нефтегазоносным бассейном" И.О.Бродом (1953) понималась область крупного и длительного погружения в современной структуре земной коры, с которой связаны зоны нефтегазонакопления и питающие их нефтесяборные площади.

В дальнейшем И.О.Брод (1964) внес дополнительные определения в понятие "нефтегазоносный бассейн". Согласно этим определениям, нефтегазоносные бассейны представляют собой разнообразные по размерам, строению и геологической истории впадины, выраженные в современной структуре земной коры, выполненные мощной толщей осадочных пород, содержащих органическое вещество, способное генерировать углеводороды. Необходимо отметить, что степень выраженности впадин в современной структуре имеет важное значение, т.к. ею определяется современное распределение в бассейне скоплений углеводородов. В последние годы учение о нефтегазоносных бассейнах получило

дальнейшее развитие за счет учета процессов генерации, аккумуляции и консервации углеводородов.

Существуют и другие, весьма близкие по смыслу, определения понятия "нефтегазоносный бассейн". Но все они, так или иначе, отражают основные требования, которым должны удовлетворять любые нефтегазоносные регионы: во-первых, наличие в составе слагающих их пород нефтегазоматеринских свит, находящихся в условиях, благоприятных для образования в них и эмиграции из них нефти и газа, и, во-вторых, наличие зон ловушек, где происходит задержка миграции подвижных веществ, и создаются благоприятные условия для формирования нефтяных и газовых скоплений.

Таким образом, при выделении нефтегазоносных бассейнов в качестве основных критериев используются тектонический и историко-геологический признаки во взаимосвязи с условиями образования и накопления нефти и газа. Но, несмотря на общность подхода к выделению основных элементов нефтегеологического районирования, среди сторонников учения о нефтегазоносных бассейнах нет единства в вопросе классификации бассейнов.

Существует более 30 классификационных схем, составленных с учетом тектонической природы, положения и истории геологического развития бассейнов, их структурно-геоморфологических особенностей, условий образования, накопления и консервации нефти и газа и т.д. Эти схемы подробно рассмотрены в трудах И.О.Брода, И.В.Высоцкого, И.И.Нестерова, В.Б.Оленина, Б.А.Соколова, В.Е.Хайна, A.Bally, M.Halbouty, R.King, H.Klemme, R.Mc.Crossan, J.Porter, A.Perron, R.Soeparjadi, T.Thompson и других исследователей.

Анализ представлений о районировании с позиций учения о нефтегазоносных бассейнах показывает, что практически все они учитывают факторы, определяющие условия генерации и аккумуляции углеводородов, а в основу большинства схем положен тектонический принцип, так как он наиболее полно отражает как

структурные, так и генетические особенности бассейна. Именно тектонические движения, в конечном счете, определяют особенности эволюции и современный облик бассейна, характер слагающих бассейн осадочных формаций, закономерности размещения в его пределах ловушек. Тектонические движения определяют процесс литогенеза, в ходе которого реализуется генерационный потенциал нефтегазоматеринских свит.

Районирование нефтегазоперспективных территорий с использованием представлений о нефтегазоносных бассейнах позволяет в первую очередь с высокой степенью достоверности и надежности выделять и оконтуривать территории возможного размещения залежей нефти и газа.

Исходя из указанных представлений, на территории и акватории мира выделены [4] 511 бассейнов. Те из них, где установлены промышленные скопления углеводородов, рассматриваются как нефтегазоносные бассейны (НГБ). В остальных предполагается наличие нефтяных или газовых залежей, они отнесены к возможно нефтегазоносным бассейнам (ВНГБ). Выделенные бассейны связаны с осадочными впадинами. Они имеют различные геологическое строение и генезис и расположены в пределах разнообразных тектонических элементов континентов и океанов.

При типизации и классификации бассейнов использован геодинамический принцип, базирующийся на теоретической концепции тектоники плит. При использовании этого принципа учитывалась только современная геодинамическая обстановка. Некоторые положения концепции тектоники плит, предопределившие структуру классификации бассейнов, требуют короткого пояснения.

Основным элементом этой концепции являются литосферные плиты. Они отличаются особенностями строения и современными геодинамическими процессами, происходящими, в основном, на границах литосферных плит. Внутренние деформации литосферных

плит являются второстепенными, т.к. характеризуются относительной стабильностью и отражают в целом более раннюю историю формирования.

Различными исследователями выделяется 12 и более литосферных плит. В данной работе использована схема литосферных плит, составленная по представлениям W.Hamilton, A.Bally и S.Snelson. На ней выделено семь крупнейших плит: Евразийская, Тихоокеанская, Северо-Американская, Индо-Австралийская, Южно-Американская, Африканская и Антарктическая, и пять более мелких плит: Наска, Кокос, Карибская, Аравийская, Филиппинского моря (рис. 3).

Почти все плиты являются гетерогенными и состоят из двух областей.

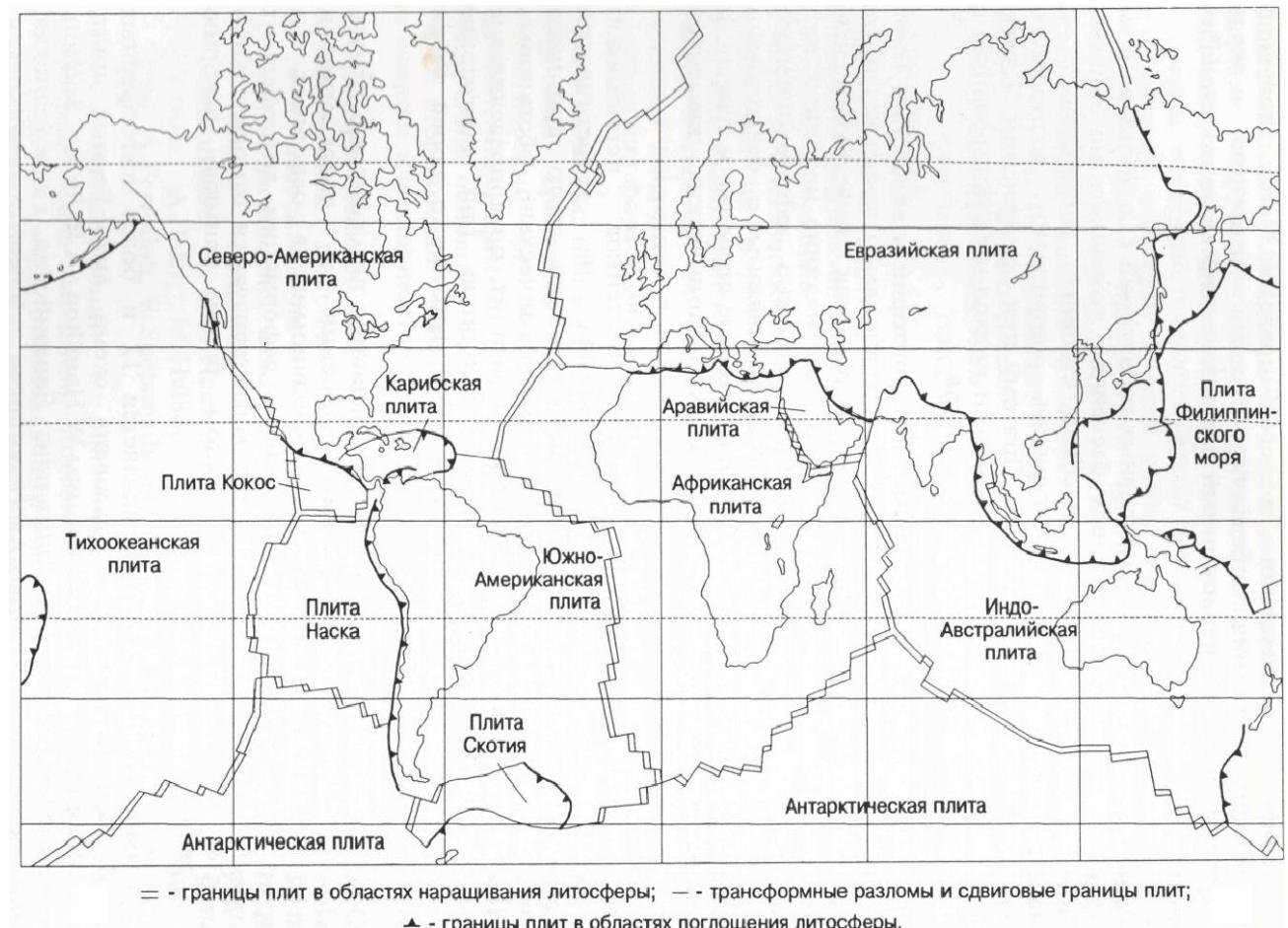


Рис. 3. Схема литосферных плит [Hamilton 1976 г., Bally and Snelson 1980 г. с добавлениями [4]

Одна из них имеет океанический, а другая – континентальный тип земной коры. Первые представлены океанами, вторые – континентами, которые включают материк, шельф и континентальный склон до подножия.

Океаны (ложе океанов) представлены в пределах литосферных плит талассократонами и вулканогенными хребтами. Среди талассократонов широко развиты глубоководные котловины.

Континенты представлены кратонами (древние докембрийские платформы), кратогенами (молодые платформы), разновозрастными орогенными поясами, сформировавшимися за счет коллизии литосферных плит и постплатформенного орогенеза.

В конкретной геологической обстановке многих регионов мира отмечается наличие субконтинентальной и субокеанической коры. Наиболее широко такая кора развита в переходной зоне от области с континентальной корой к области с океанической корой вдоль континентального уступа в пределах одной литосферной плиты.

Границы плит по характеру своего формирования и структурно-морфологической выраженности подразделяются на четыре типа:

1 дивергентные границы – отвечают осям срединно-океанических хребтов, зонам расхождения океанического дна (или зонам спрединга); представлены внутриокеаническими подвижными поясами в виде срединно-океанических хребтов;

2 конвергентные границы – совпадают с глубокими фокальными зонами землетрясений, которые рассматриваются как зоны подвига, или субдукции, океанической коры; выражены в виде системы глубоководных желобов;

3 коллизионные границы – проводятся по поясам столкновения континентов в неоген-, частично палеоген-четвертичное время; представлены в виде кайнозойских орогенных, подвижных поясов. Эти границы являются разновидностью зон конвергенции, в которых происходит схождение континентальных частей плит или

микроконтинентов. Значительная толщина и небольшая средняя плотность литосферы континентального типа препятствуют развитию здесь процесса субдукции в собственном смысле.

4. границы, связанные с зонами крупнейших сдвигов без заметного расширения или сокращения литосферы. Эта граница в количественном и качественном отношении играет, в общем, подчиненную роль.

Конвергентная граница литосферных плит рассматривается как ее активный край. В случае, если край плиты сложен океаническим или континентальным типом земной коры, он является соответственно активной океанической или активной континентальной окраиной. В противоположность этому край континента литосферной плиты, не соприкасающийся с другой плитой, относится к пассивной континентальной окраине.

Края сходящихся литосферных плит, сложенные океанической корой (хотя бы одной из них), образуют систему вулканических (магматических) дуг. Последние подразделяются на тихоокеанский, андийский и европейский типы. Вдоль этих систем в пределах дуг формируются преддуговые, междуговые и задуговые прогибы. За пределами дуг с внутренней стороны располагаются окраинные моря с глубоководными впадинами, имеющими океаническую кору (например, Охотское море); с внешней стороны – глубоководные желоба.

По мере сближения континентальных частей плит (включая микроконтиненты, отдельные массивы, островные дуги) зона сочленения приобретает сложно изрезанную конфигурацию. В одних случаях возникают аккреционные окраины, состоящие из множества спаянных чужеродных блоков (например, Аляска). В других случаях при полном окружении континентальными выступами формируются внутренние моря. Они имеют реликтовые (остаточные) пассивные континентальные окраины, части оставшихся фрагментов плит с океанической корой (Черное море), а иногда включают также и

элементы активной зоны субдукции (восточное Средиземноморье, Мексиканский залив).

Увлекаемая погружаемой океанической плитой какая-то часть континента оказывается затянутой под островную дугу. В этом случае океанический фундамент дуги, представленной ультраосновными и основными породами (офиолитами), оказывается надвинутым на континентальную кору.

Кульминация наступает при полном столкновении, коллизии континентов (Гималаи). Это является причиной складчатости и образования тектонических покровов.

Постплатформенная орогения, развитая на многих континентах, является, возможно, результатом начального проявления процесса сжатия за счет коллизии или отголоском недалеко заложившейся зарождающейся зоны спрединга. Поэтому под орогенными поясами понимаются региональные структуры, сформировавшиеся за счет проявления двух тектонических процессов: коллизии литосферных плит и постплатформенной активизации.

С учетом основных положений концепции тектоники плит была разработана [4] классификация нефтегазоносных бассейнов (табл. 1). На ее основании проведена типизация всех бассейнов мира, предусматривающая выделение категорий, групп и подгрупп, типов и подтипов бассейнов.

Все бассейны по составу подстилающей земной коры и расположению в пределах литосферных плит подразделены на три категории: континентальные, океанические и переходные.

По приуроченности к основным тектоническим элементам плит внутри категории бассейнов выделяются группы бассейнов. Так, континентальная категория подразделяется на две группы бассейнов (платформенные и орогенные, подвижных поясов); переходная - на четыре (реликтовых окраин, континентальных и океанических окраин, междуплитные). Океанская категория представлена одной группой бассейнов - талассократонных. Некоторые из групп

бассейнов делятся на подгруппы.

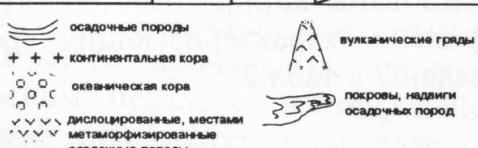
КЛАССИФИКАЦИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

составил: Ю.Г.Наместников

Таблица 1

Категория	Группа и подгруппа	Тип и подтип	Основные структурные и морфологические формы	Типовая модель нефтегазоносного бассейна	Тип бассейна по классификации		Примеры типичных нефтегазоносных бассейнов и их номера на карте	
					A.W.Baily (1980)	H.D.Кемме (1984)		
Континентальные	Платформенные	Кратонные (древние)	Синеклизы	Синеклиза	121	222	I.Iia	Среднеевропейский(137)
			Рифтовые впадины	Рифт, антиклизен	1211	1212	IIIa	Ордесский(351)
		Кратогенные (молодые)	Ападина					Чадский(241)
		Постплатформенные	Глыбово-блоковые	Межгорные впадины	222	IIa		Днепровско-Припятский(184)
		Платформенно-складчатые	Платформенно-складчатые	Предгорный прогиб	41			Западно-Сибирский(271)
			На срединных массивах	Межгорная впадина	321			Сибирский(199)
		На орогенных поясах	На орогенных поясах		322		IIIBc	Паннонский(206)
			Конвергентные	Надиги, покров	41,42		IICb	Венеско-Моравский(205)
		Коллизионные	Покровно-складчатые					Грейн-Валин(74)
			Платформенные	Суша-шельф-континентальный склон-подножье	33		IIIBb	Карпатский(204)
Переходные	Континентальные окраины	Континентальные окраины	Палеодиагенетические	Окрайники морей				Прибрежно-Колумбийский(121)
			Палеодиагенетические и океанические активные	Внутренний глубоководных морей				Бонаire-Корыко(124)
		Платформенные	Палеодиагенетические	Суша-шельф-континентальный склон-глубоководная впадина	1143		IIIC,IV	Мексиканского залива(87)
			Дивергентные	Приокеанические склоны-дельта	114		IIIC,IV	Южно-Каспийский(289)
		Активные	Задуго-выемочные	Впадина, синеклиза	3132		IIIBa	Кампто(156)
			Приокеанические предгорные	Впадина-глубоководный желоб	1141		IIIC, IIb	Гвинейского залива(248)
		Континентально-активные	Ангийского типа	Впадина-частично глубоководный желоб	21-ОС		-	Бофорта(15)
			Задуго-выветренные	Впадина	3122		IIIBc	Северо-Суматринский(435)
		Континентально-активные	Задуго-выветренные	Впадина	32		IIIB	Северо-Яванский(441)
			Преддуговые	Терраса, прогиб	311,42		V	Лебу-Арауко(161)
Океанические	Междуплитные	Континентальные	Междугорные	Впадина	332		IIIB	Кагаян(418)
			Преддуговые	Впадина, глубоководная котловина	3121-ОС			Охотский(288)
		Междуплитные	Окрайники морей	Впадина, прогиб	111		IIIA/IIIC	Красномуорский(237)
			Рифтовые	Рифт, грабен	113-ОС			Аденского залива(322)
		Талассократонные	Синеклизы					Калифорнийского залива(91)
			Рифтовые	Глубоководные котловины				Бенгальского залива(403)
		Синеклизы	Рифты, осевые рифтовые долины					

Примечание: по разрезу осадочного чехла возможна комбинация различных типов бассейнов



Группы бассейнов разделяются на типы по особенностям истории геологического развития и по характеру геологического строения. В первом случае выделяются такие типы, как кратонные, кратогенные постплатформенные, коллизионные, палеодивергентные, субдукционные, смешанные палеодивергентные-конвергентные, дивергентные, конвергентные.

Во втором случае выделяются следующие типы – синклиниорные, рифтовые, глыбово-блоковые, платформенно-складчатые, внутриструктурные, покровно-складчатые, внутренних глубоководных морей, андийского типа, задуговые европейского типа, задуговые, преддуговые и междудуговые тихоокеанского типа и окраинных морей. Некоторые типы, например, внутриструктурные, делятся на подтипы.

При подготовке классификации НГБ использована терминология, принятая в России, СНГ и зарубежных странах. Выделенные типы бассейнов даются в сопоставлении с основными классификациями, используемыми в западных странах (по А. Ballу и Н. Klemme).

Классификация бассейнов иллюстрируется геологическими моделями всех выделенных типов бассейнов.

В соответствии с выделенными группами и типами бассейнов в следующем разделе приводится описание всех 511 бассейнов. Их характеристика дается по 13 регионам мира, представляющим собой континенты или крупные части континентов.

Отдельные положения классификации бассейнов требуют следующих пояснений.

1. Платформенные бассейны подразделены на кратонные и кратогенные. К кратонным отнесены бассейны, имеющие древний архейско-протерозойский возраст фундамента. В случае присутствия верхнепротерозойского (байкальского) фундамента это обязательно отмечается при описании бассейна.

К кратогенным отнесены бассейны с молодым (каледонским, варисийским и мезозойским) фундаментом.

2. Выделение платформенно-складчатых бассейнов, отличительной чертой которых является присутствие краевых предгорных прогибов, осуществлялось только для орогенных поясов, сформированных в альпийский цикл тектогенеза.

3. Бассейны, расположенные на микроконтинентах, рассматриваются как континентальные. В зависимости от особенностей истории геологического развития они относятся к платформенным кратонным или кратогенным бассейнам.

4. К переходным бассейнам окраинных морей отнесены бассейны, сформированные на континентальной и океанической частях литосферных плит, в случае их отделения от океана современными островодужными системами.

5. Переходные бассейны внутренних глубоководных морей выделены в условиях, когда они изолированы от океана фрагментами континентальных частей двух сходящихся литосферных плит.

6. Бассейны активных океанических окраин – преддуговые, междуговые и задуговые - выделены только на стыке океанических частей плит, например, Тихоокеанской плиты с Индо-Австралийской, плиты Филиппинского моря и Северо-Американской, Карибской плиты с Северо-Американской и Южно-Американской. На стыке океанических плит с континентальными выделялись активные континентальные окраины, без подразделения их на преддуговые, междуговые и задуговые бассейны.

7. Бассейны с остаточными морями типа Черного моря могут относиться как к переходным бассейнам реликтовых окраин, так и к континентальным бассейнам орогенных поясов.

8. Междуплитные бассейны охватывают части двух расходящихся плит и образуются на начальных стадиях формирования рифтовой системы (бассейны Аденского залива, Красноморский). Срединно-океанический хребет, расположенный в

центре таких структур, является бесперспективным и разделяет бассейны, охватывающие краевые части расходящихся плит.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ РАЗРЕЗЫ
НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ РАЗЛИЧНОГО ТИПА

Таблица 2

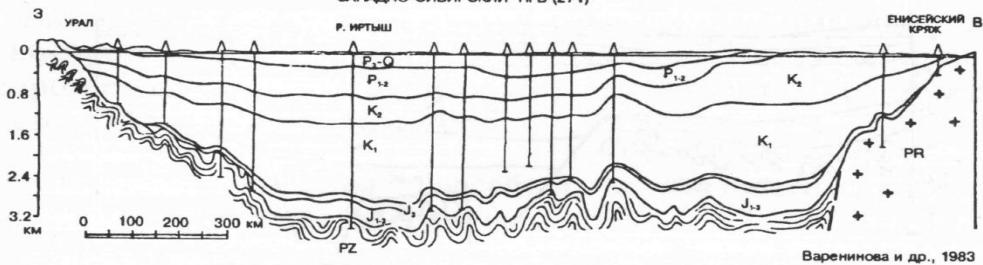
I. КОНТИНЕНТАЛЬНЫЕ БАССЕЙНЫ

I. 1. ПЛАТФОРМЕННЫЕ

I.1.1. КРАТОННЫЕ

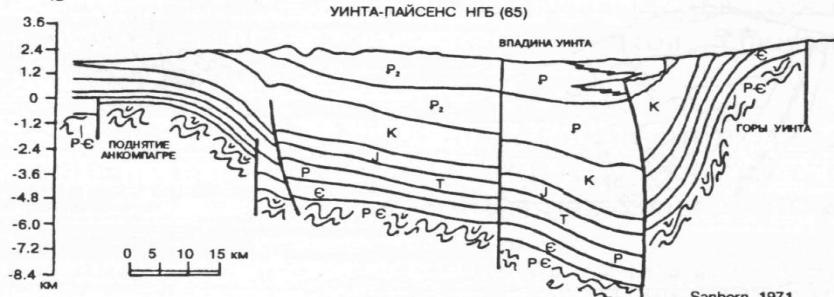


I.1.2. КРАТОННЫЕ
ЗАПАДНО-СИБИРСКИЙ НГБ (271)



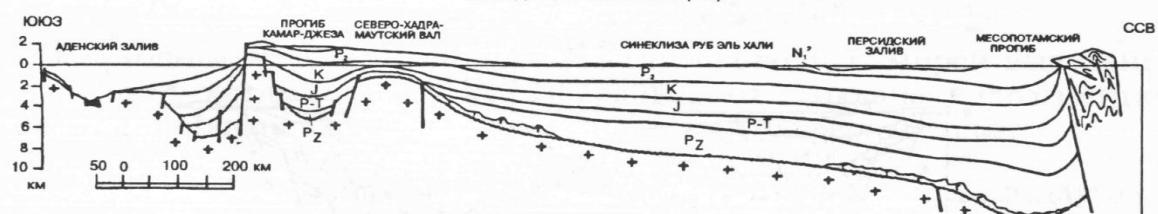
I.2. ОРОГЕННЫХ, ПОДВИЖНЫХ ПОЯСОВ
I.2.1. ПОСТПЛАТФОРМЕННОГО ОРОГЕНА

ЮНТА-ПАЙСЕНС НГБ (85)



I.2.2. КОЛЛИЗИОННЫЕ
a. ПЛАТФОРМЕННО-СКЛАДЧАТЫЕ

ПЕРСИДСКОГО ЗАЛИВА НГБ (317)



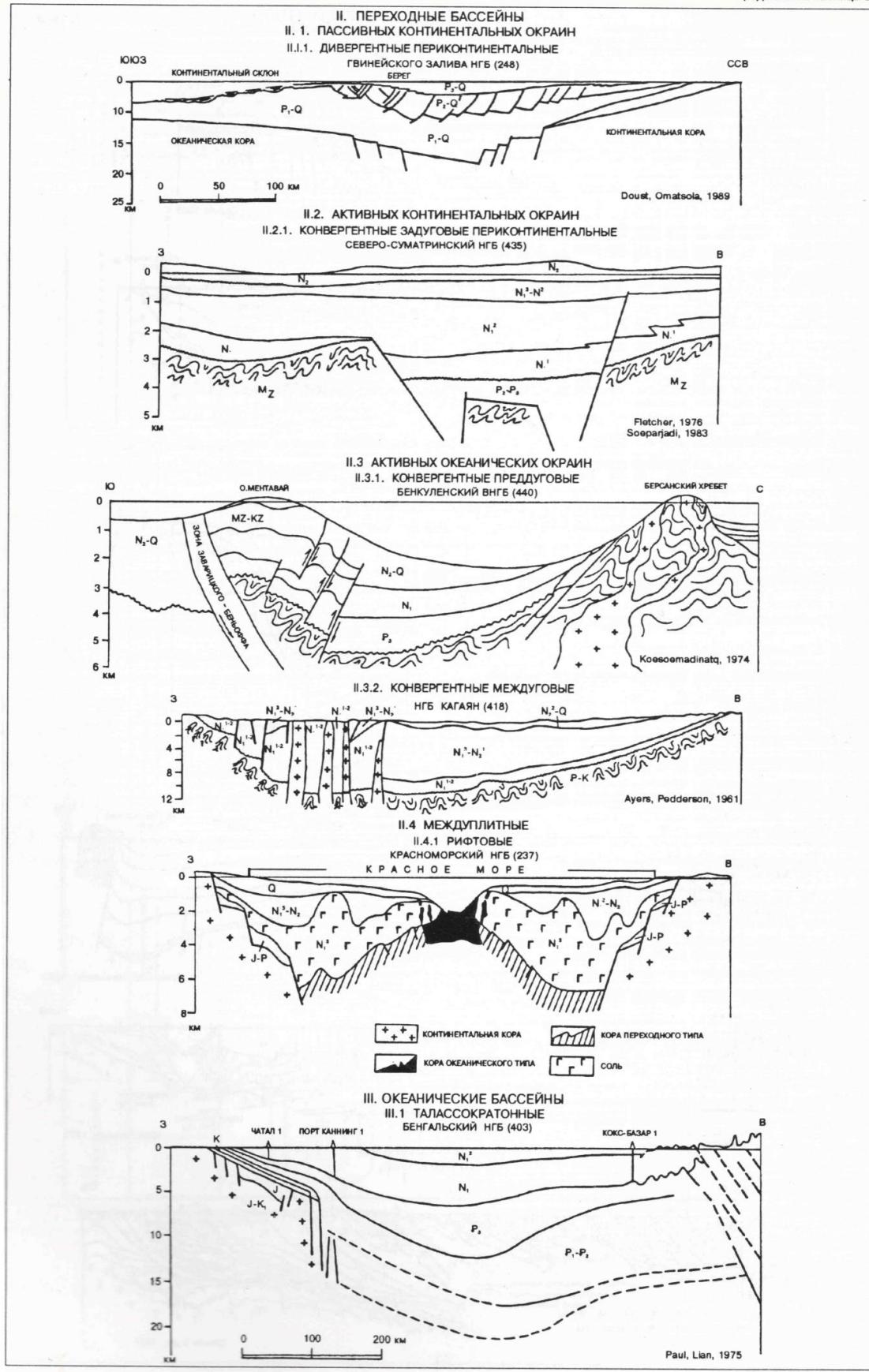
б. ВНУТРИСКЛАДЧАТЫЕ
ВЕНСКО-МОРAVСКИЙ НГБ (205)



в. ПОКРОВНО-СКЛАДЧАТЫЕ
КАРПАТСКИЙ НГБ (204)



- Номер бассейна на карте



Вопросы для самоконтроля:

1. От чего зависит неравномерность размещения ресурсов УВ на планете?
2. Особенности нефтегеологического районирования по принципу выделения нефтегазоносных провинций.
3. Особенности нефтегеологического районирования по принципу выделения нефтегазоносных бассейнов.
4. Кто впервые ввел термин понятия нефтегазоносного бассейна?
5. Сколько и какие выделяются категории бассейнов?
6. Назовите основные группы нефтегазоносных бассейнов.

Задание для практической и самостоятельной работы:

Прочитайте самостоятельно раздел по классификации нефтегазоносных бассейнов мира А.А. Бакирова, Н.Ю.Успенской, В.Ф.Раабена.

(<http://www.oborudka.ru/handbook/75.html>)

Прослушайте самостоятельно лекцию академика Р.И.Нигматуллина о роли наук о земле и океанологии в системе естественных наук

(<https://www.youtube.com/watch?v=jiFjCf1sVY>)

3. НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ И ВОЗМОЖНО НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ БАССЕЙНЫ МИРА

Бассейны Мира рассматриваются (согласно «Объяснительной записке к карте нефтегазоносности мира. -М.: ВНИИзарубежгеология, 1994.-196 с.) по 13 географическим регионам. Каждому из них соответствует континент (суша, шельф, континентальный склон и его подножие) или часть континента с примыкающими абиссальными окраинами океанов и глубоководных морей. В пределах регионов выделены бассейны, расположенные как на суше, так и акватории вплоть до краевой части ложа океанов.

3.1. Регион Северной Америки

Северо-Американский регион включает одноименный континент с крупными островами (Гренландия, Канадский Арктический архипелаг, Алеутские) и прилегающие глубоководные акватории океанов и морей, в т.ч. Мексиканский залив. Площадь региона 34,1 млн.кв. км, из них 9,8 млн.кв. км приходится на шельф. Гренландия занимает территорию около 2,2 млн.кв.км.

Основные черты тектонического строения

Северо-Американский регион охватывает значительную часть одноименной литосферной плиты – почти полностью континентальную область и частично область с океаническим типом земной коры. Кроме того, он включает небольшой участок Тихоокеанской литосферной плиты в районе Калифорнийского побережья, сложенной областями с континентальной и океанической корами (рис. 3).

Контакт Северо-Американской плиты с Тихоокеанской проходит вдоль Тихоокеанского побережья без заметного изменения особенностей строения литосферы и частично (район

Калифорнийского залива) – по линии спрединга. По характеру геодинамического развития почти вся периферия Северо-Американского региона представляет собой в настоящее время пассивную континентальную окраину Северо-Американской и Тихоокеанской литосферных плит. В зоне Мексиканского залива континентальная окраина несет на себе черты, ранее существовавшей пассивной окраины, т.к. за счет современных процессов схождения Северо-Американской литосферной плиты с Карибской, глубоководная часть залива с океанической корой в настоящее время отделена Флоридой и ее шельфом от Атлантического океана. Поэтому Мексиканский залив рассматривается как внутреннее глубоководное море. На участке Тихоокеанского побережья в Мексике и на юге Аляски континентальная окраина является активной. Здесь отмечаются процессы субдукции и схождения литосферных плит: Северо-Американской с Тихоокеанской на Аляске и плитой Кокос в Мексике.

В строении континентальных областей Северо-Американского региона принимают участие два основных тектонических элемента: платформы и разделяющие их орогенные, подвижные пояса. Они отличаются широким диапазоном времени формирования. При переходе от континентальных областей к океаническим основным структурным элементом являются периконтинентальные впадины. Их формирование произошло в мезозойско-кайнозойское время.

Океанические области Северо-Американской и Тихоокеанской литосферных плит представлены в пределах Северо-Американского региона, в основном, краевыми частями талассократонов, внутриокеанических подвижных поясов и вулканогенных хребтов, а также глубоководными желобами и трансформными разломами.

Среди платформ выделяются древняя Северо-Американская и, по всей вероятности, более молодые или частично омоложенные, Приатлантическая и Гиперборейская. Северо-Американская

платформа занимает преобладающую часть региона, включая Гренландию, территория которой в кайнозое начала обособляться. Возраст фундамента платформы древний, раннесреднепротерозойский. Основным структурным элементом является Канадско-Гренландский щит (единий до конца мезозоя). Осадочный чехол распространен к югу, западу и северу от щита. Палеозойские отложения развиты преимущественно на юге и на западе, мезозойские породы – в основном на западе, в полосе Великих Равнин. Приатлантическая платформа расположена на юге континента, имеет несколько ограниченное распространение и включает прибрежные равнины и акваторию шельфа Атлантического океана и Мексиканского залива, Юкатанский выступ, Флоридско-Багамское поднятие с шельфом вплоть до Антильского орогенного пояса. Возраст фундамента, в основном, палеозойский (герцинский), возможно, докембрийский. Не исключено присутствие палеогенового складчатого основания. В разрезе чехла широкое развитие имеют мезозойские и кайнозойские отложения, залегающие плащеобразно на палеозойских породах. Гиперборейская платформа расположена на севере континента. Фундамент ее, вероятно, докембрийский, в некоторых районах, возможно, мезозойский. Осадочный чехол представлен, видимо, палеозойскими породами, местами дислоцированными в позднедевонское и раннекаменноугольное время; мезозойскими отложениями, меловыми эфузивно-интрузивными образованиями и кайнозойскими (неогеновыми) породами.

Среди орогенных, подвижных поясов выделяются: Аппалачский и Восточно-Гренландский, входящие в состав регионального Северо-Атлантического пояса; Иннуйтский – Северо-Гренландский (часть Арктического регионального пояса) и Кордильерский (часть Тихоокеанского регионального пояса). Для каждого из них характерно развитие покровов и надвигов на краевые части Северо-Американской платформы. Южным обрамлением региона является

Антильский орогенный пояс. С севера вдоль него прослеживается Северо-Кубинский прогиб, относящийся к Северо-Американскому региону. Непосредственно сам орогенный пояс входит в состав региона Центральной Америки и Вест-Индии. Аппалачский орогенный пояс разделяет Северо-Американскую и Приатлантическую платформы. Пояс состоит из трех сегментов: северного, центрального и южного. Первые два имеют раннепалеозойский (каледонский) возраст складчатости. Южный сегмент является позднепалеозойским (поздние герциниды) складчатым сооружением. Вдоль северной окраины пояса протягивается передовой прогиб, выполненный отложениями от ордовика до низов Перми. Восточно-Гренландский орогенный пояс обрамляет Северо-Американскую платформу с востока. Возраст складчатости каледонский (конец силура) и раннегерцинский (конец девона -начало карбона). Пояс сложен мощной толщей верхнего протерозоя (до 16 км), кембрия, ордовика и силура, молассоидными красноцветными породами среднего-верхнего девона, мощностью до 7 км. Иннуйтский – Северо-Гренландский орогенный пояс отделяет Северо-Американскую платформу от Гиперборейской. Возраст складчатых движений палеозойский (каледонско-раннегерцинский). Орогенный пояс сложен породами нижнего и среднего палеозоя (до верхнего девона включительно), мощностью до 6 км. Кордильерский орогенный пояс протягивается вдоль западной окраины Северо-Американской платформы от Аляски до Центральной Америки. Возраст складчатости альпийский. В строении пояса выделяются две зоны: внешняя (восточная) – Скалистых гор и внутренняя (западная), которая в свою очередь делится на Центральную и зону Тихоокеанских (Береговых) хребтов. Во внешней зоне кульминация складчатых движений приходится на конец мела - начало палеогена. Отдельные районы зоны (например, Восточные Скалистые горы, плато Колорадо) сформировались за счет постплатформенного орогенеза. Они представляют собой окраину Северо-Американской

платформы, втянутую в кайнозойское поднятие. В целом для зоны характерно развитие небольших межгорных впадин. В отдельных местах вдоль нее на платформе прослеживаются краевые прогибы. Внутренняя зона характеризуется развитием олиолитов, различных магматических пород. В ней широко развиты надвиги и покровы, наложенные межгорные впадины, выполненные меловой и (или) кайнозойской молассой. В кайнозое отмечалось интенсивное проявление вулканизма.

Периконтинентальные впадины характеризуются переходным типом земной коры. Они располагаются вдоль Атлантической и Арктической пассивных окраин. Эти впадины охватывают часть суши, шельф, континентальный склон, его подножие и в некоторых местах краевые части ложа океанов.

Талассократоны являются элементом ложа океанов. Представлены в пределах рассматриваемого региона краевыми частями областей Северо-Американской и Тихоокеанской литосферных плит с океанической корой мезозойско-кайнозойского возраста. Их основным структурным элементом являются глубоководные котловины с мощностью осадочного чехла 1-3 км. Характерно присутствие микроконтинентов.

Внутриокеанические подвижные пояса представляют собой оси разрастания океанической коры в мезозое и кайнозое. Выражены в виде срединно-океанических хребтов в районе Калифорнийского залива. Вулканогенные хребты распространены около побережья Мексики. Сформировались в палеогене.

Глубоководные желоба развиты вдоль юга Аляски и около побережья Мексики (Калифорнийский желоб).

Нефтегазоносность

Регион входит в страны западного полушария, которые содержат около четверти всех мировых запасов нефти и имеют такую же долю в ее добыче. Доля в запасах природного газа составляет

9,56%, в добыче – около 38%.

К нефтедобывающим странам относятся Канада, Соединенные Штаты Америки и Мексика.

Канада, после включения в 2002 г. в запасы 23,9 млрд. т природных битумов (ПБ) по запасам вышла на второе место в мире.

По добыче нефти Канада занимает тринадцатое место в мире, уровень добычи в 1999 г. составил около 92 млн. т. Территориально почти 65% общего объема добычи нефти осуществляется в провинции Альберта, 13% – в Британской Колумбии, 8% – в провинции Саскачеван, 5% – в провинции Квебек. Традиционная сырьевая база на материке характеризуется высокой степенью выработанности (без тяжелых нефтей). К перспективным относятся запасы нефтеносных песков – в настоящее время они обеспечивают около половины всей нефтедобычи.

Канада добывает 125 млн. т нефти в год, из которых 60 млн. т из битумоносных песков провинции Альберта. Здесь высокая техника и технология добычи обычных нефтей. Но еще больших результатов страна добилась в освоении запасов тяжелых нефтей и битумов.

США за прошедшие 100 лет занимали по годовым уровням добычи нефти первое место в течение большей части этого времени. Еще в 1952 г. на производство нефти в США (44% из которой добывалось в Техасе) приходилось более половины мировой нефтедобычи. В 1951 г, излишки техасской нефти использовались для смягчения последствий неудачной национализации иранских нефтяных месторождений, осуществленной премьером министром Ирана Мохаммедом Моссадыком. Излишки американской нефти также выбрасывались на рынок для противодействия ценовому давлению в период Суэцкого кризиса 1956 г. и шестидневной войны 1967 г.

С этого времени Америка утратила свою энергетическую независимость, а еще раньше, начиная с 1948 г., она ввозит больше нефти, чем вывозит, а эта тенденция с годами все растет.

Американцы составляют всего лишь 6% населения планеты, но они потребляют 33% всей энергии, производимой в мире.

Сегодня американцы потребляют больше нефти, чем когда-либо, и большая ее часть сгорает в двигателях автомобилей и грузовиков скорее, чем на каком-либо производстве. В 1990-х гг, американские семьи покупают все больше и больше средств передвижения, и каждая семья в среднем совершает одиннадцать поездок в день. Ежегодно американцы проезжают более 20 миллиардов километров. Но бензин остается дешевым, и это обстоятельство погружает американского потребителя, как и остальных западных потребителей, в трансовое состояние полного довольства. При этом в мире транспорт остается первым потребителем нефти, идет ли речь о легковых автомобилях, грузовиках, кораблях или самолетах. Почти 50% всего мирового потребления нефти приходится на эту сферу деятельности.

Накануне Второй мировой войны наша Земля насчитывала 2,3 миллиарда жителей и 47 миллионов единиц транспортных средств. В наши дни на Земле обитают 6,7 миллиарда жителей и 775 миллионов автомобилей, к которым добавляется 209 миллионов грузовиков. Прирост населения составляет 1,3% в год, а количество автомобилей увеличивается на 6% в год. В США 775 автомобилей приходится на 1000 жителей, что на 25% выше, чем в Японии или в Евросоюзе. Количество личных автомобилей утроилось за тридцать лет. и отныне более не значит, что страны, которые увеличивают закупки автомобилей, принадлежат к индустриальным странам. Количество личных автомобилей в Китае должно увеличиться с 16 млн. в 2005 г. до 176 млн. в 2020 г., а количество автомобилей во всем мире перевалит за миллиард. Эти транспортные средства выбросят в атмосферу 1800 млн. тонн углекислого газа, то есть почти третья от 6000 млн. тонн, выбрасываемых сегодня всеми источниками загрязнения окружающей среды.

16 000 грузовых самолетов, занятых перевозками, вырабатывают

более 600 млн. тонн двуокиси углерода, основного выхлопного газа. Размах загрязнения можно описать и по-другому: воздухоплавательная деятельность вырабатывает больше двуокиси углерода, чем человеческая деятельность на Африканском континенте. Количество пассажиров в последующие пятнадцать лет должно удвоиться [11].

По добыче нефти США занимают третье место в мире после РФ и Саудовской Аравии, уровень добычи в 2008 г. составил около 243,2 млн. т. Начиная с 1947 г., реализуя сырьевую программу обеспечения потребностей национальной безопасности, страна отказалась от экспорта нефти. В настоящее время объем импорта превышает добычу на собственной территории. США - первая страна мира, начавшая в середине прошлого века промышленную разработку месторождений. В августе 1859 г. в районе Тайтусвилла (Пенсильвания) с глубины 21,2 м была получена первая нефть из скважины со средним дебитом 2,5 т в сутки. В настоящее время добыча нефти распределяется в стране следующим образом: Техас – 22%, Мексиканский залив – 21%, Аляска – 18%, Калифорния – 12%, Луизиана – 6%, прочие – менее, чем по 3%. В целом континентальная сырьевая база страны, за исключением штата Аляски, характеризуется высокой степенью выработанности.

В США учтено около 50 тыс. месторождений нефти и газа, включая примерно 25 тыс. крошечных месторождений, не учитываемых в России.

Запасы США существенно меньше, чем в России, однако разбуренность месторождений превышает наши показатели в 5-6 раз. Несмотря на высокую степень изученности недр, в США в течение последних лет в континентальной зоне, за исключением Аляски, не открыто ни одного крупного месторождения, которое могло бы повысить добычу нефти. Основной прирост запасов в США получают в старых районах за счет ревизии результатов исследований прошлых лет, анализа и совершенствования разработки и переоценки запасов.

Среднесуточный дебит скважин по отечественным стандартам крайне мал – немногим более полутура тонн в сутки – и, как и годовая добыча нефти, имеет слабую тенденцию к дальнейшему снижению.

Нефтяная промышленность США характеризуется следующими особенностями [10]:

1. В течение многих лет и, в том числе, в 1999-2000 гг., число дающих нефть скважин превосходило в США 500 000 в каждом году. Добавим к этому, что примерно 75% фонда скважин ежегодно причислялись в США к числу малодебитных. Под малодебитными подразумевались скважины, максимальные дебиты которых не превосходили 10 баррелей/сут., т. е. $1,59 \text{ м}^3 \text{ сут.}$ (или несколько более 1,3 т/сут.).

Средний дебит этой большой группы скважин, называемых малодебитными, равнялся окруженно 0,3 т/сут., т. е. был значительно меньше среднего дебита всего фонда скважин США.

Следует отметить, что есть в США такие штаты, в которых средние дебиты скважин равны лишь 50 или 80 кг/сут.

2. Отмечая сравнительно малую величину кратности оставшегося извлекаемого запаса нефти (ОИЗ) в США (около 8-9 лет), возникает вопрос: как может надежно и рентабельно работать промышленность при столь малой величине кратности? Для ответа на этот вопрос надо помнить, что величина кратности существенно зависит от ОИЗ, который должен с течением времени (при отборе нефти) непрерывно только уменьшаться. На самом деле величина ОИЗ за счет доразведки пласта или за счет улучшения системы его разработки может или удерживаться постоянной или уменьшаться с течением времени постепенно и очень незначительно, либо даже увеличиваться при постоянном отборе нефти или опять-таки даже при увеличении темпа добычи.

В США средние величины кратности неизменно, монотонно и неуклонно убывали от одного десятилетия к последующему. Это

происходило, в основном, за счет того, что с годами величины ОИЗ убывали в США быстрее, чем величины годовой добычи нефти. Например; за период с 1989 до 1990 г: по сравнению с периодом 1999-2000 г. добыча нефти уменьшилась на 15,65%, а ОИЗ уменьшился сильнее – на 20,67%.

3. К началу 1998 г. в США было 34831 нефтяное месторождение. Если начальный извлекаемый запас нефти (НИЗ) в месторождении превосходит 100 млн. баррелей (15.9 млн. м³ или же 13,5 млн. т), то его в США называют «гигантским». Из 34831 месторождения гигантских в конце 90-х гг. числилось лишь несколько более 300.

Самым важным обстоятельством является то, что за последние 30 лет из открываемых в США новых месторождений очень мало таких, которые могли бы быть причислены к гигантским по принятой в США классификации.

4. Подавляющее большинство месторождений США уже давно перешло через максимальные годовые уровни своей нефтедобычи. По многим из них величины НИЗ сильно истощены (в среднем уже добыто около 80% НИЗ на действующих месторождениях).

5. Максимальный уровень нефтедобычи был достигнут в США в 1974 г. С тех пор годовые уровни нефтедобычи только снижаются. Современный уровень нефтедобычи уже самый низкий за последние 55 лет!

Уровни добычи нефти снижаются не только по США в целом, но и почти по всем штатам и по крупнейшим месторождениям. Все эти уровни сейчас ниже когда-то ранее достигнутых. Особенно интенсивно снижается добыча нефти по двум крупнейшим по уровню добычи нефти штатам – Техасу и Аляске. По прогнозу МЭА добыча нефти в США уменьшится к 2030 г. до 200 млн. т в год.

Несмотря на весьма высокую опоискованность недр в США ухитряются обеспечивать воспроизводство запасов нефти. Это обеспечивается примерно на 70% за счет улучшения системы

разработки эксплуатируемых месторождений (интенсивного внедрения заводнения, уплотнения сетки скважин, горизонтального бурения и новых МУН). Около 25% запасов обеспечивается за счет доразведки разрабатываемых месторождений и только 5% за счет открытия новых месторождений [11].

Большим потенциалом развития нефтедобычи располагает Мексика, имеющая разведанные запасы в объеме 2140 млн. т и устойчивый рост ее добычи до 165,3 млн. т в год.

Всего в пределах Северо-Американского региона расположено 93 бассейна, из них 48 нефтегазоносных и 45 возможно нефтегазоносных.

По характеру геологического строения и приуроченности к определенным геодинамическим элементам бассейны подразделяются на две категории (континентальные и переходные), шесть групп (платформенные, орогенных поясов, континентальных, океанических и реликтовых окраин и междуплитные) и семь типов. Наибольшим распространением пользуются бассейны орогенных поясов – 57, среди которых коллизионных внутриструктурных – 38, а постплатформенных – 19. Некоторые бассейны являются комбинированными: состоят из отдельных частей различных типов и групп бассейнов. В таких случаях они рассматриваются в той или иной группе бассейнов, исходя из преобладающего фактора.

В пределах бассейнов выявлено более 41 тыс. месторождений нефти и газа. Значительная часть месторождений (почти 16 тыс.) связана с бассейном Мексиканского залива.

КОНТИНЕНТАЛЬНЫЕ ПЛАТФОРМЕННЫЕ БАССЕЙНЫ

Эта группа представлена кратонными бассейнами, развитыми на древней Северо-Американской платформе. По характеру геологического строения они являются синклиниорными.

Кратонные синклиниорные бассейны

Бассейны данного типа по особенностям истории геологического развития подразделяются на перикратонные и

внутрикратонные. Среди перикратонных выделяются три нефтегазоносных, среди внутрикратонных – два возможно нефтегазоносных бассейна.

Перикратонные бассейны немногочисленны, но значительны по размерам. Три бассейна занимают площадь почти в 1200 тыс. кв.км. Они располагаются на западном и юго-западном склонах платформы. Сложены палеозойскими (мощность до 4,5 км), мезозойскими и кайнозойскими (мощность до 2 км) отложениями. Значения плотности начальных геологических ресурсов невысокие. С учетом огромной площади бассейнов количественная оценка углеводородов значительная. В пределах бассейнов обнаружено 3567 месторождений, в т.ч. 2488 преимущественно нефтяных и 1079 газовых.

В бассейнах установлено до 25 продуктивных горизонтов. Они приурочены главным образом к отложениям палеозоя: известнякам (пенсильваний, миссисипий, девон, силур-ордовик) и песчаникам (пенсильваний, ордовик, кембрий). Кроме того, залежи установлены в песчаниках мезозоя (мел, юра). Нефтематеринскими породами являются глины нижнего мела, миссисипия, девона, силура и ордовика. Основные нефтематеринские толщи – глины миссисипского возраста (Мичиганский и Иллинойский НГБ).

Залежи нефти и газа приурочены к антиклинальным складкам, зонам выклинивания, рифовым массивам и складкам облекания.

Встречаются литологические и стратиграфически экранированные ловушки (северный, западный борта Уиллистонского бассейна).

Внутрикратонные бассейны (например, Гудзонова залива) отличаются более сокращенной мощностью отложений осадочного чехла, которые в значительно меньшей степени обеспечивают благоприятное развитие процессов генерации, аккумуляции и консервации углеводородов. Промышленных месторождений нефти и газа в их пределах не установлено.

КОНТИНЕНТАЛЬНЫЕ БАССЕЙНЫ ОРОГЕННЫХ ПОЯСОВ

Эта группа бассейнов связана с орогенными поясами различного возраста. Выделяются бассейны постплатформенные и коллизионные.

Бассейны постплатформенные

Постплатформенные бассейны по характеру геологического строения представлены глыбово-блоковым типом.

Постплатформенные глыбово-блоковые бассейны

Бассейны этого типа приурочены к межгорным впадинам, расположенным в отдельных частях внешней (восточной) зоны Кордильерского альпийского пояса. Данная часть представляет собой окраину Северо-Американской платформы, активизированную в кайнозойское время. Выделяется 19 бассейнов этого типа, из них четыре являются возможно нефтегазоносными.

Одни бассейны приурочены к впадинам внутри внешней зоны, другие – находятся на стыке с платформой, не захваченной орогенией, и включают ее отдельные участки; трети – находятся на стыке со складчатыми системами, сформировавшимися за счет коллизии литосферных плит.

Бассейны обычно выполнены мезозойско-кайнозойскими терригенными образованиями и, сравнительно незначительными по мощности, карбонатными палеозойскими породами, залегающими на фундаменте докембрийского возраста.

Для структуры бассейнов характерно наличие протяженных, линейных антиклинальных зон складок, субмеридионального простирания, располагающихся в окраинных частях. В то же время в центральной части, как правило, нарушенной разломами, располагаются отдельные антиклинальные складки.

Бассейны невелики по размерам и начальным ресурсам, характеризуются преобладанием нефтяных ресурсов над газовыми (2 и 1). Продуктивны отложения мезозоя и айнозоя, а также, иногда палеозоя.

Большинство залежей связано с ловушками структурного типа. Тип залежей пластовый сводовый, тектонически экранированный. Основные залежи сосредоточены в поднадвиговой зоне и приурочены к сводам антиклиналей. Главными продуктивными горизонтами в поясе надвигов являются юрские песчаники и известняки, а также песчаники мелового возраста, карбонаты триаса и перми. Кроме того, продуктивны пенсильванские песчаники и карбонаты миссисипия, девона и ордовика.

Во всех бассейнах открыто около 2600 месторождений, из них 900 газовых. Преимущественно газоносными толщами являются, главным образом, палеоцен-эоценовые, верхнемеловые и верхнесреднеюрские песчаники.

Коллизионные бассейны

По особенностям истории геологического развития и строения этот тип бассейнов подразделяется на платформенно-складчатые и внутриструктурные.

Коллизионные платформенно-складчатые бассейны

Бассейны охватывают зону сочленения Северо-Американской платформы с разновозрастными орогенными поясами: Иннуйским-Северо-Гренландским (Арктическим), Кордильерским и Аппалачским. Повсеместно включают в свой состав предгорные краевые прогибы, которые занимают сравнительно небольшую часть бассейнов. Основная территория расположена на фундаменте древней Северо-Американской платформы. Выделяется 11 бассейнов этого типа, в т.ч. пять возможно нефтегазоносных.

Осадочный чехол представлен отложениями от кембрия до антропогена. Основной толщей, выполняющей бассейны, являются палеозойские, преимущественно карбонатные образования. За редким исключением (Западно-Канадский НГБ) мезозойско-кайнозойский комплекс сравнительно невелик и представлен терригенными породами.

Палеозойские образования наиболее развиты в бассейнах,

границающих с палеозойскими орогенными поясами Арктид и Аппалачей, а мезозойские и часто кайнозойские - в бассейнах, пограничных с мезозойско-кайнозойским орогенным поясом Кордильер. Мезозойско-кайнозойские отложения вдоль пояса Арктид фактически отсутствуют. В предаппалачских бассейнах мезозойско-кайнозойские отложения маломощны.

Продуктивными толщами в разрезе является практически весь стратиграфический диапазон отложений мезозойского и палеозойского возраста от кембрия до мела включительно. Коллекторы – известняки, доломиты и песчаники.

Залежи приурочены, в основном, к антиклинальный складкам, зонам выклинивания, эрозионным выступам фундамента, рифовым массивам и складкам облекания.

Нефтеобразующими толщами являются глины и аргиллиты миссисипия, девона, силура и ордовика, а также глины нижнего мела (Западно-Канадский НГБ).

Бассейны этого типа значительны по площади (около 4100 млн. кв. км), характеризуются в целом высокими начальными геологическими ресурсами. В них выявлено 18560 месторождений, в т.ч. 12856 нефтяных. Наибольшее число месторождений нефти и газа открыто в Пермском (7147) и Западном Внутреннем (5923) бассейнах. Они эксплуатируются более 60 лет и существенно выработаны. Перспективными являются поднадвиговые зоны в пределах, главным образом, Кордильерского пояса и залежи на больших глубинах в пределах предгорных прогибов Кордильер и Аппалачей.

Коллизионные внутриструктурные бассейны

В Северо-Американском регионе этот тип бассейнов наиболее широко распространен. Выделяется 45 бассейнов, из которых 14 являются нефтегазоносными.

Почти все бассейны связаны с альпийским Кордильерским орогенным поясом, меньше – с Аппалачским. Бассейны приурочены

к межгорным впадинам небольшого размера, имеющим ориентацию, общую для орогенных поясов. Иногда один бассейн объединяет несколько впадин, когда раздел между ними незначительный и не препятствует перетоку флюидов в процессе их миграции, и последующей аккумуляции, и консервации. Широкое развитие по периферии бассейнов имеют зоны надвигов.

Внутристалочные бассейны подразделяются на два подтипа: на срединных массивах и на орогенных поясах.

Примерно треть бассейнов сформировалась на срединных массивах, представляющих собой блоки ранее существовавшей древней платформы. В них фундаментом являются древние образования. Такие бассейны известны в пределах Кордильер и Аппалачей.

В бассейнах на срединных массивах открыты 11 месторождений нефти и газа. Продуктивными толщами являются песчаники, вулканиты палеогенового возраста и доломиты позднего палеозоя (девон, пенсильваний и миссисипий).

Нефтепроизводящими толщами являются, в основном, глины и аргиллиты палеогена и мела. Залежи пластовые сводовые, приурочены к антиклинальным складкам.

Преобладающая часть бассейнов располагается на складчатом основании в пределах альпийского орогенного пояса Кордильер, меньшая - в пределах палеозойского Аппалачского пояса. Возраст их основания соответствует возрасту складчатости включающих их поясов.

Во внутристалочных бассейнах на складчатом основании выявлено 768 месторождений нефти и газа. Больше половины из них (463) установлено в бассейне Грейт-Валли. Продуктивны песчаники неогена, палеогена, мела, а также миссисипия, юры и плейстоцена.

Занимаемая площадь этого типа бассейнов суммарно (555 тыс.кв. км) и каждого в отдельности сравнительно невелика. Начальный нефтегазовый потенциал в большинстве случаев низкий.

ПЕРЕХОДНЫЕ БАССЕЙНЫ РЕЛИКТОВЫХ КОНТИНЕНТАЛЬНЫХ ПАССИВНЫХ И ОКЕАНИЧЕСКИХ АКТИВНЫХ ОКРАИН

Эта группа включает бассейны смешанного палеодивергентного-конвергентного происхождения. Одним из их основных элементов являются внутренние глубоководные моря.

Смешанные палеодивергентные-конвергентные бассейны внутренних глубоководных морей

К этому типу бассейнов в регионе относится НГБ Мексиканского залива. Он охватывает частично Приатлантическую платформу, континентальный склон, глубоководную впадину Мексиканского залива с океанической корой, предгорный прогиб Антильского орогенного пояса. Наличие активной океанической окраины предполагается.

Бассейн сложен мощной толщей кайнозойских и мезозойских образований. В основании разреза залегает мощная толща эвапоритовых отложений, в основном юрского возраста. Она предопределила широкое развитие солянокупольной тектоники. Верхняя часть юры представлена терригенными и карбонатными породами. Меловой разрез имеет преимущественно карбонатный характер. Кайнозой, на долю которого приходится основная по объему часть осадочного чехла, сложен в основном терригенными породами. Широко развиты в разрезе рифогенные образования (альб-сеноман, а также верхняя юра, палеоген). Максимальная мощность чехла до 13-15 км. Коллекторами являются песчаники плейстоцена, неогена, палеогена, верхнего мела, средней и нижней юры и пермо-триаса, а также известняки палеоцена, нижнего мела, верхней юры и, возможно, миссисипия. Нефтематеринскими толщами являются глины палеогена, мела, юры и триаса. В бассейне выявлено 15925 месторождений. Залежи нефти и газа приурочены к различным структурным формам: антиклиналям, соляным куполам, рифовым массивам и складкам их облекания, зонам выклинивания и т.п. Во

внешней части бассейна нефтяные залежи обнаружены в антиклинальных складках и зонах выклинивания. Нефти, как правило, легкие, малосернистые. В залежах, связанных с кепроками, содержание серы в нефтях возрастает. Во внутренней части бассейна нефти средние по плотности, с повышенной сернистостью (до 3%), метаново-нафтенового состава. Газы метановые с высоким содержанием газового конденсата и с небольшим содержанием тяжелых гомологов. Глубина залегания залежей от первых сотен метров до 7 тыс.м.

Бассейн характеризуется очень высокими начальными ресурсами нефти и газа.

ПЕРЕХОДНЫЕ БАССЕЙНЫ ПАССИВНЫХ КОНТИНЕНТАЛЬНЫХ ОКРАИН

Среди этой группы по особенностям истории геологического развития выделяется дивергентный тип бассейнов.

Дивергентные бассейны

Бассейны этого типа приурочены к северной и восточной пассивным окраинам Северо-Американского континента. С определенной долей условности сюда относятся и бассейны западной окраины континента. Они охватывают сушу, шельф, континентальный склон, его подножие и иногда ложе океанов. Выделяется 13 бассейнов данного типа, в восьми из них установлены промышленные месторождения нефти и газа. Они подразделяются на Атлантический, Арктический и Тихоокеанский подтипы.

Атлантические бассейны развиты вдоль пассивной окраины со стороны Атлантического океана. Включают сушу, шельф, континентальный склон и ложе океанов. Характеризуются большими размерами. Приурочены к периконтинентальным впадинам. Имеют разновозрастный и гетерогенный фундамент. Осадочное выполнение представлено породами от кембрия-ордовика (шельф) до палеоген-неогена включительно. Иногда отмечается присутствие соленосных толщ. Начальный нефтегазовый потенциал – низкий и средний.

Продуктивны песчаные коллекторы неогенового, палеогенового, мелового, юрского и триасового возраста. Более древние породы практически не изучены. В некоторых бассейнах присутствует каледонско-герцинское складчатое основание.

Арктические бассейны связаны с пассивной окраиной Арктического океана. Занимают сушу, обширный шельф и частично континентальный склон. Площадь бассейнов значительная. Сложены отложениями от антропогена до протерозоя включительно. Продуктивными породами являются неогеновые, палеогеновые, меловые, юрские, верхнетриасовые песчаники и средне-нижнетриасовые, миссисипские и девонские известняки. Залежи пластовые сводовые, приурочены к антиклинальным складкам. Возможно нефтепроизводящие толщи – глины мелового, юрского, пермского, миссисипского, силурийского и ордовикского возраста. Плотности начальных геологических ресурсов выше, чем в Атлантическом типе.

Тихоокеанские бассейны немногочисленны. Охватывают сушу, узкий шельф и отчасти континентальный склон. Имеют незначительные размеры. Обладают небольшими начальными геологическими ресурсами углеводородов. Разрез представлен преимущественно кайнозойскими терригенными отложениями мощностью до 11 км и мезозойскими преимущественно меловыми терригенными отложениями до 3 тыс.м. Коллекторами и продуктивными толщами служат песчаники палеоген-неогенового и мелового возраста. Залежи пластовые сводовые, приурочены к антиклинальным складкам. Нефтематеринскими толщами являются глины палеоцен-эоценового и раннемелового возраста.

В пределах бассейнов пассивных континентальных окраин открыто 121 месторождение нефти и газа, в т.ч. 74 в акватории. Наибольшее количество месторождений выявлено в бассейне Борфта.

ПЕРЕХОДНЫЕ БАССЕЙНЫ АКТИВНЫХ ОКЕАНИЧЕСКИХ ОКРАИН

Эта группа представлена конвергентными бассейнами тихоокеанского типа, формирующимися на окраине сходящихся литосферных плит. В рассматриваемом регионе одна из плит – Северо-Американская, состоит из континентальной и океанической областей, а другая представлена океанической Тихоокеанской плитой.

Конвергентные бассейны тихоокеанского типа

К бассейнам этого типа в пределах рассматриваемого региона относится только один возможно нефтегазоносный бассейн Умнак. Он является комбинированным. Частично охватывает область континентальной пассивной окраины Северо-Американской плиты и склон Алеутской островной дуги, сформированной в области океанической окраины той же плиты. Бассейн расположен, в основном, за островной дугой и в значительной степени с ней связан. По преобладающему характеру геологического строения отнесен нами к задуговому подтипу бассейнов. Осадочный чехол бассейна, вероятно, достигает мощности 9 км. Представлен отложениями палеоген-неогенового и позднемезозойского (Маастрихт) возрастов. Их литологический состав преимущественно терригенный с подчиненным значением карбонатных включений.

ПЕРЕХОДНЫЕ МЕЖДУПЛИТНЫЕ БАССЕЙНЫ

Указанная группа включает бассейны, сформировавшиеся за счет рифтового генезиса.

Рифтовые бассейны

Расположены на стыке двух литосферных плит; приурочены к рифтам, формирующими за счет расхождения плит и находящимся на различных стадиях своего развития. На достаточно зрелой стадии в средней части бассейнов иногда проявляется зона спрединга.

В рассматриваемом, регионе к этому типу относятся НГБ Калифорнийского залива и, условно, ВНГБ Баффина.

Осадочный чехол представлен кайнозойскими образованиями, накапливающимися на молодой океанической коре, а также более древними породами, залегающими на континентальных окраинах прилегающих литосферных плит. В строении бассейна основную роль играют отложения четвертичного и плиоценового возраста, представленные дельтовыми образованиями р. Колорадо, и глубоководные терригенные осадки с базальтами и конгломератами в основании. Общая мощность чехла 5-6 км. Месторождения установлены только в бассейне Калифорнийского залива. Открыто три небольших газовых месторождения в плейстоценовых отложениях. Коллекторами являются песчаники. Геолого-геофизическая изученность бассейнов незначительная.

Вопросы для самоконтроля:

1. Какие континенты (крупные острова, архипелаги) и прилегающие глубоководные акватории океанов и морей включает регион?

Гренландия, Канадский арктический архипелаг, Алеутские.

2. Какова площадь региона, в том числе площадь шельфа?

34,1 мл кВ. км; 9,8 млн. кВ. км шельф.

3. Какие тектонические плиты входят в состав региона?

Одноименная литосферная плита, в районе Калифорнийского побережья – Тихоокеанская литосферная плита.

4. Что по характеру геодинамического развития представляет из себя периферия Северо-Американского региона?

Пассивная континентальная окраина.

5. Какие основные тектонические элементы принимают участие в строении континентальных областей Северо-Американского региона?

Платформы и разделяющие их орогенные пояса.

6. Какие платформы являются древние, какие молодые?

Северо-Американская древняя; Приатлантическая, Гиперборейская –

молодые.

7. Какие выделяются орогенные пояса?

Аппалачский и Восточно-Гренландский (в составе Северо-Атлантического), Иннуйско-Северо-Гренландский (часть Арктического регионального пояса), Кордильерский (часть Тихоокеанского).

8. Где располагаются периконтинентальные впадины?

Вдоль Атлантической и Арктической пассивных окраин.

9. Сколько бассейнов в пределах региона, сколько из них НГБ и ВНГБ?

93 бассейна, 48 – НГБ, 45 – ВНГБ.

10. Какие выделяются категории бассейнов по характеру геологического строения и приуроченности к геодинамическим элементам?

Континентальные и переходные.

11. Сколько и какие группы бассейнов?

6 групп: платформенные, орогенных поясов, континентальных, океанических и реликтовых окраин, междуплитные).

12. Поставить в убывающей последовательности подгруппы бассейнов орогенных поясов: коллизионные внутриструктурные, постплатформенные.

13. Сколько месторождений нефти и газа открыто в регионе?

Более 41 000.

14. В каком бассейне сосредоточено наибольшее количество месторождений?

НГБ Мексиканского залива.

15. Назовите примеры рифтовых бассейнов Североамериканского региона.

НГБ Калифорнийского залива, ВНГБ Баффина (условно).

Задание для практической и самостоятельной работы:

Прочитайте самостоятельно раздел по тектоническому и нефтегеологическому районированию Центральной Америки. Сделайте презентацию.

<http://planetolog.ru/map-continent.php?id=САМ>

http://www.globustur.spb.ru/catalog/?sect_id=d0f9fc62

<http://pismoref.ru/3477824024.html>

<http://www.mining-enc.ru/k/kuba/>

3.2. Регион Центральной Америки и Вест-Индии

Регион Центральной Америки и Вест-Индии включает акваторию Карибского моря с обрамляющими островами и Центральную Америку с прилегающими акваториями Тихого и Атлантического океанов.

Основные черты тектонического строения

Регион Центральной Америки и Вест-Индии охватывает, в основном, Карибскую литосферную плиту, имеющую преимущественно океанический тип земной коры, и частично Северо-Американскую и Южно-Американскую плиты с континентальной и океанической корой и океаническую плиту Кокос. Западный край региона является преимущественно активной континентальной окраиной, а восточный – активной океанической окраиной. Обе окраины обрамлены глубоководными желобами. Поним примыкающие океанические плиты (плита Кокос и океанические окраины Северо- и Южно-Американских плит) погружаются под Карибскую плиту (рис. 3).

Регион представляет собой область развития альпийской складчатости. Она представлена здесь элементами регионального Тихоокеанского орогенного пояса и является соединительным звеном между Кордильерами Северной и Южной Америки. Важное место в

его структуре занимает Центральноамериканский срединный массив. На западе региона выделяется область развития вулканических гряд, вулканического плато, отдельных орогенных поясов. На востоке региона располагается Карибско-Антильская область. Она охватывает глубоководные котловины Карибского моря, окаймляющие их системы островных дуг Больших и Малых Антил и сопряженные с ними глубоководные желоба, а также части орогенных поясов. Эта область рассматривается как специфический элемент Тихоокеанского регионального пояса. Строение и история развития этой области весьма сложны и трактуются неоднозначно.

В целом в структуре региона выделяются: массивы (Гондурасский, Гватемальский и Майя, объединяемые обычно в Центрально-Американский), орогенные пояса (Антильский, Гватемальский вместе с вулканическими грядами и плато), островные дуги (Антильская), глубоководные желоба и троги (Центральноамериканский, Кайман и Пуэрто-Рико), глубоководные котловины (Юкатанская, Колумбийская и Венесуэльская). Центральноамериканский массив имеет палеозойский возраст фундамента. Иногда рассматривается как микроконтинент. Осадочный чехол состоит преимущественно из карбонатных отложений нижнего мела, перекрытых в отдельных местах позднекайнозойским вулканическим покровом. В некоторых районах фиксируются триасовые, юрские, пермские и, возможно, верхнекаменноугольные отложения. Осложнен грабенами субмеридионального профиля.

Гватемальский орогенный пояс ограничивает Центрально-Американский массив с севера. Образовался в позднем мелу. Сложен вулканогенно-осадочными породами верхнего мела, флишем кампания-маастрихта, мощностью до 3 км. Надвинут в северном направлении. Вулканические гряды и плато развиты вдоль побережья Тихого океана.

Вулканические гряды состоят из цепи современных вулканов и

протягиваются от Мексики до Панамы. Сложен интрузиями и домеловыми метаморфическими породами. Антильский орогенный пояс занимает часть о.Куба. Представлен позднекиммерийскими складчатыми сооружениями, сложен метаморфическими юрскими отложениями, деформированными в кайнозое. В пределах пояса развиты межгорные впадины. Антильская островная дуга сформировалась в период от середины сеномана до конца эоцена. Замыкающее звено дуги – Малые Антилы составляют двойную вулканическую дугу – внутреннюю с вулканизмом от палеоценового до современного и внешнюю с вулканизмом до олигоцена включительно и неоген-четвертичным карбонатным чехлом. Южный фланг Антильской дуги имеет сложное сочленение с береговыми хребтами Венесуэлы. Глубоководные желоба (Центральноамериканский, Кайман, Пуэрто-Рико) выполнены, в основном, кайнозойскими отложениями. Природа их структурных особенностей еще далеко не ясная. Глубоководные котловины (Юкатанская, Колумбийская и Венесуэльская) имеют океаническую кору. Осадочный чехол состоит в основном из неоген-четвертичных, иногда верхнемеловых-кайнозойских, отложений, мощностью до 5 км. Часто залегают на верхнемеловых базальтах.

Нефтегазоносность

Рассматриваемый регион слабо изучен в нефтегеологическом отношении. На основании геолого-геофизических данных в его пределах выделено 26 бассейнов. В двух из них обнаружены месторождения нефти и газа. Выделяются три категории (континентальные, переходные и океанические), шесть групп (платформенные, орогенных поясов, реликтовые пассивных континентальных окраин, активных континентальных окраин, активных океанических окраин и океанические талассократонные) и шесть типов бассейнов. Преобладающая часть бассейнов располагается в пределах экваториальных пространств и связана с

областью развития океанической коры.

КОНТИНЕНТАЛЬНЫЕ ПЛАТФОРМЕННЫЕ БАССЕЙНЫ

Среди этой группы выделяются кратогенные бассейны, связанные с Центральноамериканским массивом (микроконтинентом), имеющим палеозойский возраст фундамента. По характеру геологического строения они являются рифтовыми.

Кратогенные рифтовые бассейны

К данному типу относятся ВНГБ Улуа и Оланcho. Они приурочены к грабенообразным впадинам Центральноамериканского массива, выполнены толщей мезозойских и кайнозойских отложений, мощностью более 5 км. Бассейны изучены слабо. Перспективы нефтегазоносности незначительные.

КОНТИНЕНТАЛЬНЫЕ БАССЕЙНЫ ОРОГЕННЫХ ПОЯСОВ

Эта группа представлена коллизионными платформенно-складчатыми и внутристалдчатыми бассейнами.

Коллизионные платформенно-складчатые бассейны

К данному типу бассейнов в регионе относится один возможно нефтегазоносный бассейн (Никарагуа-Манагуа), расположенный в зоне перикратонного опускания Центральноамериканского массива. В его строении возможно принимает участие предгорный прогиб. Бассейн выполнен толщей терригенных преимущественно кайнозойских отложений мощностью до 14 км, среди которых значительную роль играют вулканогенно-осадочные образования. Фундаментом бассейна являются метаморфические комплексы палеозойского и нижнемелового возраста. Перспективы нефтегазоносности невелики.

Коллизионные внутристалдчатые бассейны

К этому типу относятся семь бассейнов, шесть из них являются возможно нефтегазоносными. Все они связаны с межгорными впадинами, расположенными в пределах Антильского орогенного пояса и Тихоокеанской вулканической гряды на стыке с Андийским поясом. Изученность бассейнов незначительная. Осадочное

выполнение бассейнов имеет мощность до 5-7 км. Представлено преимущественно терригенными толщами кайнозоя, часто со значительным количеством вулканогенного материала. Фундаментом бассейнов служат метаморфические породы нижнего мела. В качестве возможно нефтегазоносных коллекторских толщ рассматриваются песчаники верхнего мела и. эоцена. Перспективы нефтегазоносности этого типа бассейнов незначительны. Промышленные залежи углеводородов установлены только в Центрально-Кубинском НГБ.

Центрально-Кубинский бассейн расположен в пределах Антильского орогенного пояса, занимает южную часть острова Куба и прилегающий шельф. Фундаментом бассейна служат кристаллические породы мела (апт-турон). Мощность осадочного выполнения более 6,5 км. В основании разреза залегает вулканогенная толща коньяк-сантонского возраста, перекрытая терригенно-карбонатными отложениями верхнего мела – неогена. Промышленная нефтегазоносность связана с верхнемеловыми отложениями. Коллекторами являются конгломераты, песчаники, известняки. Нефтематеринские толщи – глины верхнемелового (коньякского) – эоценового возраста. Установлено 4 нефтяных месторождения. Степень перспективности бассейна низкая.

ПЕРЕХОДНЫЕ БАССЕЙНЫ РЕЛИКТОВЫХ ПАССИВНЫХ КОНТИНЕНТАЛЬНЫХ ОКРАИН

Среди этой группы выделяется палеодивергентный тип бассейнов – *палеодивергентные бассейны*.

Этот тип бассейнов охватывает сушу, шельф, континентальный склон, его подножие и прилегающую часть внутреннего глубоководного моря, ранее являвшегося элементом океана. В пределах региона выделяется один бассейн этого типа – Никарагуанский.

Никарагуанский бассейн расположен в пределах прибрежной равнины и акватории Гондураса и Никарагуа. Выполнен толщей

отложений от нижнего мела до современных. Палеоген-неогеновые отложения представлены континентальными и прибрежно-морскими песчаниками, сланцами, известняками, эвaporитами. В нижней части разреза содержится значительное количество вулканогенного материала, в верхней – карбонатных пород. Максимальная мощность кайнозойских отложений около 5 км. Мезозойская часть осадочного чехла, по-видимому, представлена главным образом вулканогенно-осадочными породами. Максимальная мощность нижней части разреза достигает 3 км. В бассейне промышленных залежей углеводородов не выявлено, но в многочисленных скважинах отмечены нефтепроявления. Притоки нефти и газа получены из эоценовых и олигоцен-миоценовых отложений. Наибольшие перспективы открытия месторождений связываются с эоценовыми отложениями. Начальные геологические ресурсы углеводородов низкие.

ПЕРЕХОДНЫЕ БАССЕЙНЫ АКТИВНЫХ КОНТИНЕНТАЛЬНЫХ ОКРАИН

Эта группа представлена конвергентным типом бассейнов, формирующихся в зоне схождения двух литосферных плит с различным типом земной коры: континентальной и океанической:

Конвергентные бассейны

Данный тип бассейнов приурочен к бортовым частям Тихоокеанской вулканической гряды и Центральноамериканского массива, являющихся активной континентальной окраиной Карибской литосферной плиты, и к склонам глубоководных желобов (Центральноамериканского и Кайман). В регионе выделяется четыре бассейна конвергентного типа. Все они изучены чрезвычайно слабо, являются возможно нефтегазоносными. Бассейны состоят из серии небольших, но глубоких впадин. Осадочное выполнение представлено терригенно-карбонатными породами кайнозойского и мелового возраста, мощностью до 10 км. В разрезе присутствует и туфогенный материал. Проявления нефти отмечены в олигоценовых

отложениях (Сан-Хосе). Перспективы нефтегазоносности этих бассейнов низкие.

ПЕРЕХОДНЫЕ БАССЕЙНЫ АКТИВНЫХ ОКЕАНИЧЕСКИХ ОКРАИН

Среди этой группы выделяются конвергентные бассейны. Они сформировались в зоне схождения двух литосферных плит с океаническим типом земной коры. Структурно-морфологическим выражением этой зоны являются вулканические гряды (островодужные системы), обрамленные глубоководными желобами с внешней стороны и глубоководными впадинами – с внутренней.

Конвергентные бассейны

Указанный тип бассейнов включает задуговой и преддуговой подтипы. К первому из них относятся пять, ко второму – три бассейна. Промышленная нефтегазоносность установлена только в одном бассейне (Барбадос-Тобаго). Бассейны связаны с южной частью Больших Антильских и Малыми Антильскими островами. Представляют собой элемент Антильской островной дуги, сложенной вулканическими и ассоциированными с ними интрузивными породами, образовавшимися в результате проявления позднемезозойско-раннетретичного вулканизма. Наиболее интенсивная эрозия и накопление осадочных толщ происходили в кайнозое. Осадконакопление осуществлялось с обеих сторон дуги.

Задуговые бассейны сложены карбонатно-терригенными отложениями кайнозоя, мощностью до 8 км. Наибольшие мощности фиксируются на склонах вулканических дуг. В краевых частях глубоководных впадин отмечается выклинивание осадков. Осадочные образования залегают преимущественно на вулканогенных образованиях мезозоя (верхнего мела?). Коллекторы связаны с песчаными и карбонатными толщами неогена и палеогена. В ряде бассейнов отмечены нефтепроявления.

Преддуговые бассейны сложены, в основном, терригенными отложениями кайнозоя, мощностью 5-9 км. Наиболее изученным

бассейном этого подтипа является Барбадос-Тобаго. Его площадь 514 тыс. кв. км, из которых 437 тыс. кв. км глубоководья. Фундаментом бассейна служат нижнемеловые (?) метаморфические комплексы. Осадочный разрез представлен отложениями от эоцена до современных, в основном глинисто-песчаными. Общая мощность осадочного разреза превышает 9 км. В бассейне обнаружено 7 мелких месторождений нефти и 20 – газа, из которых 16 в пределах акватории (шельфа). Продуктивны отложения эоценового, раннеолигоценового и плейстоценового возраста. Коллекторы – песчаники и калькарены. Нефтематеринскими являются глинистые части кайнозойского разреза и в первую очередь темноцветные глины олигоценового возраста. Начальный нефтегазовый потенциал бассейнов этого подтипа невысокий.

ОКЕАНИЧЕСКИЕ ТАЛАССОКРАТОННЫЕ БАССЕЙНЫ

Эта группа бассейнов связана с глубоководными котловинами, развитыми на океанической коре. В регионе к ним приурочены четыре возможно нефтегазоносных бассейна. По характеру геологического строения они являются синклиниорными. В бассейнах, по геофизическим данным, развиты осадочные породы кайнозоя, мощностью от 3 до 8 км. Данные о составе пород, полученные при глубоководном бурении, имеются только для верхней части осадочного чехла. Верхнепалеоген-неогеновая часть разреза представлена, главным образом, известковистыми глинами. Нижняя часть кайнозоя сложена, вероятно, турбидитами, глинами и вулканогенно-осадочными породами. Перспективы нефтегазоносности невелики и связаны, по-видимому, с нижней частью кайнозойского разреза.

3.3. Регион Южной Америки

Южно-Американский регион включает одноименный континент и прилегающие глубоководные акватории Тихого и Атлантического

океанов. В состав региона входят острова: Фолклендские (Мальвинские) и архипелаг Огненная Земля.

Основные черты тектонического строения

Южно-Американский регион занимает в основном западную половину одноименной литосферной плиты, а также окраину плит Наска, Скотия и Антарктической (рис.3).

Материковая часть Южно-Американской плиты, включающая сушу, шельф, континентальный склон и подножие, соответствует области литосферной плиты с континентальным типом земной коры. Краевые участки ложа Атлантического океана, прилегающие к континенту, являются фрагментами области плиты с океаническим типом коры, Восточная и северная периферии материка представляют собой пассивную континентальную окраину, которая сформировалась за счет дивергентных движений. Западный и южный края материка – активная континентальная окраина. Она является продуктом конвергентных движений и связана с зоной субдукции прилегающих океанических плит Наска, Скотия и Антарктической.

В строении области Южно-Американской литосферной плиты с континентальным типом земной коры принимают участие два основных тектонических элемента: платформы с различным возрастом фундаменту и орогенный пояс Анд с краевым прогибом, являющийся частью регионального Тихоокеанского орогенного пояса. Среди платформ выделяются древняя Бразильская (кратон) и молодая Патагонская (кратоген).

Бразильская платформа занимает преобладающую часть континента. Платформа имеет докембрийский фундамент. Основными тектоническими элементами являются щиты, разделяющие их прогибы и синеклизы, перикратонные опускания. Гвианский щит, самый северный выступ фундамента, сложен породами архея. Он ограничен с северо-востока и юга нижнепротерозойскими складчатыми комплексами. Западно-

Бразильский и Восточно-Бразильский щиты представляют собой выступы метаморфического архейского и нижнепротерозойского фундамента. Они обрамлены складчатыми поясами, сформированными в гренвильский и байкальский этапы тектогенеза. Во многих случаях щиты осложнены грабенами. Их заложение происходило, главным образом, в мезозое. В пределах Гвианского щита развит грабен Такуту, на Восточно-Бразильском -грабены Жатоба, Тукану, Байя. Амазонская синеклиза отделяет Западно-Бразильский щит от Гвианского; прогибы Парнаиба (Мараньян), Сан-Франсиску, Парана – Западно-Бразильский щит от Восточно-Бразильского. Обширные перикратонные опускания располагаются вдоль северо-западных и западных склонов Гвианского и Западно-Бразильского щитов. Платформенный чехол представлен отложениями от рифея до неогена включительно, но основная роль принадлежит образованиям палеозоя. Грабены, развитые на щитах, выполнены, в основном, мезозойскими отложениями.

Патагонская платформа расположена вдоль юго-западной окраины Бразильской платформы. Возраст ее фундамента дискуссионный, по всей вероятности, каледонско-варисцкий. В строении фундамента, по-видимому, принимают участие метаморфические докембрийские и дислоцированные, местами метаморфизованные нижнепалеозойские породы, испытавшие тектоно-магматическую активизацию в позднем палеозое. Этот фундамент почти повсеместно перекрывается траппами триасового или ранне-юрского возраста. По поверхности фундамента платформы выделяются два поднятия: Северо-Патагонский и Южно-Патагонский (Десеадо) массивы. Эти массивы разделены синеклизой Сан-Хорхе (Чубут). Осадочный чехол представлен юрско-кайнозойскими породами. Южные и западные перикратонные опускания платформы подстилают передовой прогиб Анд.

Орогенный пояс Анд обрамляет Бразильскую и Патагонскую платформы с запада, протягиваясь вдоль побережья Тихого океана.

Он сформировался в результате проявления двух геодинамических процессов: субдукции океанических плит - Антарктической, Наска и Скотия под континентальную часть Южно-Американской плиты, вызвавшей деформацию ее континентальной окраины, и постплатформенной орогении краевых частей Бразильского кратона. Участки подвижного пояса, образовавшиеся за счет субдукции, начали формироваться с конца юры - начала мела, т.е. со времени начала раскрытия Атлантического океана. В строении этих частей пояса участвуют докембрийские породы кристаллического фундамента, осадочные комплексы каледонского, герцинского и альпийского тектонических циклов. Структура пояса отличается четко выраженной продольной и поперечной зональностью. Продольная зональность почти на всем протяжении орогенного пояса состоит из системы субпараллельных антиклиниориев и горстов, разделенных узкими межгорными впадинами типа синклиниориев и грабенов. Обычно выделяются две зоны: западная и восточная.

Западная (Притихоокеанская) зона сформировалась в кайнозое в позднеалыйский цикл тектогенеза. В целом сложена породами палеозоя и мезозоя, прорванными позднемеловыми и кайнозойскими интрузиями. Она состоит из горных сооружений Кордильер и прогибов, частично охватывающих континентальный склон, склоны глубоководных желобов и глубоководные котловины. Большинство прогибов выполнено преимущественно терригенными кайнозойскими отложениями, мощностью до 11 км (Атрато, Гуаякиль-Прогресо, Макегуа, Лебу-Арауко). Грабен Продольной долины, расположенный между Патагонской и Береговой Кордильерами, выполнен отложениями эоцен-плейстоцена.

Восточная зона сложена породами доальпийских и альпийского циклов. Характерно интенсивное проявление герцинского горообразования и ослабленных раннеальпийских погружений. В структуре Восточной зоны на севере выделяются Восточная и Центральная Кордильеры, разделенные межгорным прогибом реки

Магдалены, выполненным преимущественно кайнозойской молассой мощностью более 7 км. В пределах Восточной Кордильеры расположена Маракаибская межгорная впадина, образовавшаяся на докембрийской глыбе, которая в палеозойское и раннемезозойское время являлась срединным массивом. Впадина выполнена маломощными карбонатными отложениями мела и мощной песчано-глинистой кайнозойской молассой (более 8 км). В крайней восточной части Кордильеры расположена межгорная впадина Кудинамарки, выполненная мезозойско - кайнозойскими отложениями, осложненными соляными диапирами.

Западная и Восточная зоны на севере отделяются межгорным прогибом Каука-Патия. Он почти полностью выполнен континентальной молассой. Южнее расположен грабен Кито, сложенный озерными отложениями. В центральной части Анд между Восточной и Западной зонами расположен грабен Альтиплано. Он выполнен комплексом палеозойско-мезозойских осадочных отложений и осадочно-вулканогенных моласс, общей мощностью более 15 км. Фундаментом грабена, по-видимому, служит блок докембрийских пород. На северо-западном продолжении Альтиплано прослеживается еще ряд грабенов меньших размеров, выполненных преимущественно неоген-четвертичными отложениями. Поперечная зональность проявляется в виде обособленных сегментов орогенного пояса: Южных (Патагонских), Центральных и Северных Анд. Она прослеживается по смене структурных комплексов, слагающих ядра древних тектонических элементов, и по времени формирования орогенных комплексов. Границы между сегментами определяются положением субширотных зон региональных разломов. Юго-восточная часть Андийского подвижного пояса в области массива Сьерры-Пампы образована в результате проявления постплатформенной орогении, охватившей окраину Бразильской платформы в новейшее время. Массив сложен допозднедокембрийскими породами фундамента, перекрытыми

верхнепалеозойским и триасовым континентальным обломочно-вулканогенным чехлом. Он разбит разломами на горсты и грабены, выполненные неогеном и плейстоценом. С системой опущенных блоков связана впадина Ла-Риоха.

Вдоль восточной окраины орогенного пояса Анд располагается система краевых прогибов. Она сформировалась на перикратонных опусканиях древней и молодой платформ. Складчатые образования Анд надвинуты во многих случаях на краевые прогибы. Зона прогибов прослеживается от северо-восточной оконечности континента до Пампасского массива и рассматривается как единый Предандийский прогиб. В его составе выделяются отдельные прогибы: Восточно-Венесуэльский (Оринокский), включающий впадины Матурин и Гуарико, Льянос (Баринас-Апуре), Уанкабамба (включающий впадины Ориенте и Мараньон), Укаяли, Сантьяго, Уальяга, Мадре-де-Дьос, Гран-Чако (включающий впадины Сальто и Чако). Они разделены сводовыми поднятиями (с севера на юг): Эль-Бауль, Макарена, Контамана (Кантайа) и приразломными поднятиями, связанными с зонами региональных разломов Наска и "Угол Арики". На юге континента система краевых прогибов не представляет единой полосы. Составляющие ее прогибы Мендоса, Неукен, Нириуау и Магелланов разобщены массивами Пампасским, Патагонским и Десеадо.

Предандийский краевой прогиб на юге развивался на каледонско-варисcийском основании, на севере - на докембрийском фундаменте. Краевые прогибы сложены, в основном, кайнозойской молассой и подстилаются мезозойскими и палеозойскими платформенными породами. Породы, слагающие и подстилающие прогиб, часто смяты в линейные складки.

Южно-Американская литосферная плита в области с океаническим типом земной коры представлена Бразильско-Аргентинским талассократоном. Бразильско-Аргентинский талассократон занимает восточную половину литосферной плиты,

охватывая юго-западную часть Атлантического океана. Он имеет мезозойско-кайнозойский возраст. В структуре талассократона развиты глубоководные котловины, выполненные верхнемеловыми-кайнозойскими отложениями.

При переходе от области с континентальной корой к области с океанической, в пределах Южно-Американской плиты, выделяется Приатлантическая зона перикратонных впадин. Она располагается на стыке континента и океанического ложа Атлантики. В ее состав входят такие впадины как Прибрежно-Гвианская, Маражо, Баррейриньяс, Северо-Восточная Прибрежная, Сержипи-Алагоас, Эспириту-Санту, Кампус, Сантус, Пелотас, Рио-Саладо, Рио-Колорадо. Эта зона непрерывной полосой тянется с севера на юг, охватывая шельф, континентальный склон, его подножье и частично ложе океана. Большинство этих впадин заложилось в позднеюрское-раннемеловое время; наиболее интенсивное прогибание относится к позднему мезозою и кайнозою.

В строении литосферных плит с океаническим типом земной коры (Наска, Антарктической), примыкающих к Южно-Американской плите со стороны Тихого океана, основным морфотектоническим элементом является Перуанско-Чилийский глубоководный желоб. Он отделяет орогенный пояс Анд от ложа Тихого океана. Максимальная его глубина около 8 км. На континентальном склоне желоба развиты прогибы, протягивающиеся со стороны прибрежной полосы и выполненные кайнозойскими отложениями.

Нефтегазоносность

В Южной Америке основные перспективы развития нефтедобычи связываются с Венесуэлой, Бразилией и Аргентиной. Бразилия уже добывает более 80 млн. т. нефти в год. Добыча в Аргентине существенно ниже - 36 млн. т.

Потенциалом развития нефтедобычи обладает Колумбия, но из-

за политической нестабильности в страну не идут зарубежные инвестиции. Это не позволяет реализовать потенциал нефтедобычи страны.

В пределах Южно-Американского региона расположено 59 нефтегазоносных и возможно нефтегазоносных бассейнов. В 30 из них выявлены залежи нефти и газа. В соответствии с особенностями тектонического строения и приуроченности к современной геодинамической обстановке они подразделяются на три категории (континентальные, океанические и переходные), шесть групп (платформенные, орогенных поясов, реликтовых пассивных континентальных окраин, пассивных континентальных окраин, активных континентальных окраин и талассократонные) и разнообразные типы бассейнов.

КОНТИНЕНТАЛЬНЫЕ ПЛАТФОРМЕННЫЕ БАССЕЙНЫ

В эту группу входят 11 бассейнов древней Бразильской и молодой Патагонской платформ. Бассейны подразделяются на два типа: кратонные и кратогенные.

Кратонные бассейны

Выделяется 7 бассейнов этого типа. Они расположены в пределах древней Бразильской платформы. В трех бассейнах установлена промышленная нефтегазоносность (Среднеамазонском, Реконкаву, Чако). Бассейны связаны с синеклизами и прогибами, разделяющими щиты платформы, грабенами, осложняющими строение щитов, и перикратонными окраинами платформы.

Осадочный чехол бассейнов, приуроченных к синеклизам платформы (Среднеамазонского, Паранского, Мараньян), сложен, главным образом, отложениями палеозойского возраста. На долю последних приходится около 80% общей мощности разреза, которая составляет 5-7 км. Для бассейнов характерно проявление траппового магматизма. Степень изученности бассейнов крайне низкая. Буровая изученность составляет 0,1-0,2 м/кв. км. Промышленная нефтегазоносность установлена в Среднеамазонском бассейне, где

обнаружено 7 нефтяных и 12 газовых месторождений. Ловушки представлены антиклиналями и зонами выклинивания песчаников. Основными нефтегазоматеринскими толщами являются глинистые сланцы силурийского и девонского возраста, а также известняки и глинистые сланцы каменноугольных отложений. Коллекторами являются песчаники, реже известняки среднедевонского и каменноугольного возраста. Месторождения связаны с нарушенными антиклиналями. Перспективы нефтегазоносности бассейнов платформенных синеклиз и прогибов незначительны и связываются в первую очередь с палеозойскими отложениями.

Бассейны, расположенные на щитах (Реконкаву, Такуту), приурочены к грабенам и выполнены в основном породами мезозойского возраста. Промышленная нефтегазоносность установлена в бассейне Реконкаву. Степень изученности бассейнов низкая. Лишь в наиболее изученном бассейне Реконкаву плотность бурения достигает 30 м/кв. км. В этом бассейне открыто 81 месторождение нефти и 16 газа. Регионально нефтегазоносны отложения верхней юры - нижнего мела. Коллекторами являются песчаники, реже известняки. В качестве генерирующих толщ рассматриваются глинистые части разреза того же возраста. Месторождения связаны с антиклиналями, нарушенными разломами. Как правило, они многопластовые. Нефтегазовый потенциал бассейнов – низкий и средний.

Бассейны перикратонных окраин (Чако) выполнены фанерозойскими образованиями мощностью более 7 км. В осадочном разрезе значительная роль принадлежит палеозойским и мезозойским отложениям. Среди последних широко развита карбонатно-эвапоритово-терригенная толща верхнего мела, мощностью свыше 3 км. В бассейне Чако установлено 13 нефтяных месторождений. Регионально нефтегазоносны песчаники и известняки верхнего мела. Нефтематеринскими являются глинистые толщи девонского, пермского и верхнемелового возраста. Перспективы

нефтегазоносности таких бассейнов довольно высокие.

Кратогенные бассейны

В регионе расположено четыре бассейна этого типа. В одном из них установлена промышленная нефтегазоносность (Сан-Хорхе). Все бассейны приурочены к молодой (каледонско-варисской) Патагонской платформе. Бассейны связаны с впадинами и прогибами. В осадочном выполнении значительная роль принадлежит отложениям мела-кайнозоя, максимальная мощность которых достигает более 7 тыс.м. Характерно присутствие в разрезе осадочно-вулканогенных толщ мелового возраста. Фундаментом бассейнов, как правило, служат порфиритовые толщи средней юры. Нефтегазовый потенциал этих бассейнов – средний.

В нефтегазоносном бассейне Сан-Хорхе осадочный разрез в центральной части имеет мощность более 7 км. Он представлен отложениями от верхней юры до современных, причем более 75% разреза сложено мезозойскими отложениями. В бассейне выявлено 116 нефтяных и 16 газовых месторождений. Большинство месторождений мелкие, 7 относятся к категории средних и одно – Комодоро-Ривадавия – крупное. Регионально нефтегазоносны отложения мела, юры и палеоценена. Основная нефесодержащая толща – песчаники и туфопесчаники верхнего мела. Основная нефтегазоматеринская толща – битуминозные глины верхней юры – нижнего мела. Ловушками являются приразломные антиклинали. Месторождения, как правило, многопластовые.

КОНТИНЕНТАЛЬНЫЕ БАССЕЙНЫ ОРОГЕННЫХ ПОЯСОВ

Эта группа представлена 22 бассейнами, среди которых выделяются два типа – постплатформенные и коллизионные. Они развиты в пределах и вдоль краевой части орогенного пояса Анд. Сформировались в процессе образования горно-складчатой системы в результате столкновения океанических плит Тихого океана с Южно-Американской литосферной плитой и проявления процессов

субдукции.

Бассейны постплатформенные

В регионе развит один возможно нефтегазоносный бассейн этого типа (Ла-Риоха). Он приурочен к перикратонной окраине Бразильской платформы, испытавшей активизацию тектонических движений в неоген-четвертичное время. Расположен в пределах Пампасского массива, связан с грабеном, выполнен палеозойскими и мезозойскими отложениями. Их мощность превышает 5 км. Перспективными являются палеозойские отложения.

Коллизионные бассейны

По характеру расположения в пределах орогенного пояса и геологическому строению коллизионные бассейны подразделяются на платформенно-складчатые и внутриструктурные.

Коллизионные платформенно-складчатые бассейны

К этому типу относится 11 нефтегазоносных и возможно нефтегазоносных бассейнов, в том числе и Оринокский комбинированный бассейн, значительная часть которого охватывает и глубоководные участки Атлантического океана. Все бассейны связаны с отдельными частями Предандийского краевого прогиба. В строении бассейнов принимают участие морские и континентальные толщи палеозоя, мезозоя, а также кайнозоя, молассовые отложения которого достигают мощности более 5 км. Фундаментом бассейнов служат кристаллические породы докембрия и метаморфизованные толщи палеозойского возраста. Предандийский краевой прогиб формировался в олигоцен – плиоценовое время. Отложения прогиба частично перекрывают краевые перикратонные части Бразильской и Патагонской платформ. Платформенно-складчатые бассейны асимметричны в поперечном сечении, оси максимального погружения фундамента приближены к Андам и параллельны им. Западные борта смяты в складки, нарушены и надвинуты на прогиб. Пояс надвигов, соответствующий внутреннему борту Предандийского краевого прогиба, протягивается вдоль внешнего

края орогенного пояса. Его протяженность около 9 тыс. км, ширина достигает 150 км. В зависимости от строения зоны надвигов, вдоль ее фронтальных частей развиты линейно вытянутые зоны антиклиналей с крутыми и опрокинутыми поднадвиговыми крыльями, соляные купола, зоны глинистых диапиров. С этим типом бассейнов связаны наиболее значительные открытия. Восточные борта бассейнов преимущественно пологие, местами осложнены низкоамплитудными складками, связанными со ступенчатым погружением блоков фундамента. В то же время бассейны отличаются особенностями геологического развития, временем формирования нефтепроизводящих толщ и образования зон нефтегазонакоплений. В коллизионных платформенно-складчатых бассейнах обнаружено 836 месторождений нефти и 142 – газа. Нефтегазоносность приурочена к широкому диапазону отложений от девонских до неогеновых. В зависимости от положения бассейна наблюдается постепенное омоложение интервала нефтегазоносности к северу и югу от центральной части Предандийского прогиба. Так, в Центрально-Предандийском бассейне основной интервал нефтегазоносности связан с отложениями девона и карбона, севернее - в бассейнах Укаяли и Верхне-Амазонском -продуктивные горизонты приурочены к нижне- и верхнемеловым отложениям, в бассейне Баринас-Апуре залежи нефти известны также и в отложениях эоцена, а в самом северном Оринокском бассейне нефтегазоносны главным образом олигоцен-миоценовые толщи. К югу от Центрально-Предандийского бассейна, в бассейне Мендоса, нефтеносны отложения триаса, в бассейне Неукен продуктивны отложения юры и мела, а в Магеллановом бассейне залежи нефти установлены в отложениях мела, эоцена и миоцена. Бассейны северной части Предандийского прогиба характеризуются преимущественной нефтеносностью, бассейны центральной и южной частей содержат значительные ресурсы газа. Формирование зон преимущественно нефте- или газонакопления в каждом из бассейнов определяется: различием типа

ОВ нефте-материнских толщ, особенностями гидродинамического режима и термо-барических условий. Одной из особенностей бассейнов является формирование в пределах их западных и восточных бортов зон тяжелых окисленных нефтей. Платформенно-складчатые бассейны располагают наиболее значительными ресурсами нефти и газа на Южно-Американском континенте.

Коллизионные внутрискладчатые бассейны

В пределах Андийского орогенного пояса расположено 10 нефтегазоносных и возможно нефтегазоносных бассейнов, в том числе 4 с установленной промышленной нефтегазоносностью: Маракаибский, Верхней и Средней Магдалены, Нижней Магдалены и Альтiplano. Их общая площадь – 616,4 тыс. кв. км. В бассейнах обнаружено 195 месторождений нефти и 27 газовых. Бассейны связаны с межгорными впадинами орогенного пояса. Их осадочное выполнение представлено в основном породами кайнозойского возраста. Бассейны характеризуются развитием приразломных структур, присутствием в верхней части разреза грубой молассы с локальным распространением глинистых горизонтов. В бортовых частях бассейнов развиты зоны тяжелых нефтей и битумов, образовавшиеся за счет гипергенных процессов. Преимущественно континентальный облик кайнозойских отложений большинства бассейнов определил накопление в их недрах ОВ гумусового типа, привел к генерации значительного количества газообразных УВ.

Бассейны приурочены к различным геоструктурным зонам орогенного пояса Анд. Это предопределяет особенности их строения. Так впадины, связанные с Восточной зоной Анд, имеют в основании стабильные блоки платформенных останцов с докембрийским или палеозойским возрастом фундамента. В зависимости от их размера развиты либо асимметричные полуграбены с резко пущенными восточными крыльями (Верхней и Средней Магдалены), либо "изометричные" впадины, конфигурация которых фиксируется простирианием хребтов Кордильер, огибающих платформенные

останцы (Маракаибская, Альтiplano). В бассейнах преобладают сравнительно широкие, спокойные, осложненные крутыми разрывами типа взбросов складки, возникшие над блоками фундамента. Фундаментом бассейнов служат докембрийские образования, складчатые и метаморфизованные породы палеозойского возраста. В осадочном разрезе присутствуют доальпийские и альпийские образования, но ведущая роль в разрезе принадлежит позднеальпийским орогенным толщам. Среди них преобладают прибрежно-морские отложения с широким развитием осадков палеодельт.

С бассейнами Восточной зоны Анд связаны почти все открытые месторождения, среди которых гигантская зона нефтегазонакопления -Боливар. Нефтегазоматеринскими толщами являются битуминозные глины и известняки мела и глинистые толщи палеогенового возраста. Ловушками служат нарушенные разломами антиклинальные поднятия, стратиграфические несогласия и зоны выклинивания песчаных горизонтов. Коллекторами являются песчаники и известняки мелового-неогенового возраста. Месторождения, как правило, многопластовые. Зона нефтегазонакопления Боливар сформировалась в восточной части Маракаибского бассейна в пределах платформенного массива, испытывавшего интенсивное прогибание в течение второй половины кайнозойского периода. В осадочном разрезе бассейна присутствуют разновозрастные нефтегазоматеринские толщи, основными из которых являются битуминозные известняки верхнего мела, мощная глинистая толща эоценового возраста и глинистые части разреза олигоцен-миоценовых отложений. В течение всей истории развития бассейна происходило перемещение зон максимального погружения фундамента, менялись направления и пути миграции углеводородов. Имевшие место перерывы и нарушения приводили к разрушению и переформированию залежей. С позднеолигоценового времени начинает формироваться зона Боливар. К концу миоцена

образовалась мощная терригенная преимущественно глинистая толща олигоцен-миоценового возраста дельтового генезиса, содержащая около 30% песчаного материала в виде рыхлых слабосцементированных пород, обладающих высокими коллекторскими свойствами. С позднеолигоценового времени зона максимального погружения располагалась на юге, юго-востоке бассейна, откуда нефть мигрировала на северо-восток и восток. Миграция нефти в песчаные толщи происходит как из глинистых толщ олигоцена и миоцена, так и путем перетока нефти из залежей эоцена по многочисленным разломам. Таким образом к концу миоценового времени в зоне Боливар сформировалась обширная стратиграфическая ловушка, в которой размещение залежей (до 200) контролируется литологически ограниченными резервуарами и многочисленными разломами. Зона Боливар является уникальной по плотности начальных потенциальных ресурсов нефти и газа.

Бассейны Западной зоны Анд связаны с узкими позднеальпийскими впадинами (Каука, Дауле, Каутин, Осорно). Фундаментом бассейнов служат метаморфизованные комплексы верхнего мела. Осадочное выполнение представлено континентальными осадочными и вулканогенно-осадочными молассами и вулканитами. В пределах этой группы бассейнов установлены единичные непромышленные притоки газа.

ПЕРЕХОДНЫЕ БАССЕЙНЫ РЕЛИКТОВЫХ ПАССИВНЫХ КОНТИНЕНТАЛЬНЫХ ОКРАИН

Эта группа бассейнов по особенностям истории геологического развития представлена палеодивергентным типом бассейнов.

Палеодивергентные бассейны

Выделяются 2 бассейна этого типа - Прибрежно-Колумбийский и Бонайре-Карьяко. Они охватывают сушу, шельф, континентальный склон и подножие.

Прибрежно-Колумбийский НГБ расположен на прибрежной части Колумбии, открываясь в акваторию Карибского моря. Он

ограничен на юге Кордильерами Анд, на западе – отрогами Кордильер (Серранией-дель-Интериор), на востоке – погребенным выступом фундамента. Его площадь 500 тыс. кв. км, из которых 441 тыс. кв. км – глубоководье. Бассейн включает впадины Сину-Ураба, Гуахира и Колумбийскую глубоководную впадину. Бассейн выполнен отложениями от верхнего мела до современных, общей мощностью, превышающей 9 км. Карбонатные отложения мела, залегающие в основании осадочного разреза, перекрыты карбонатно-глинистой толщей кайнозойских отложений с редкими прослойями песчаников и конгломератов. В бассейне открыто 2 нефтяных и 7 газовых месторождений. Регионально нефтегазоносны отложения олигоцена и миоцена. Коллекторами являются песчаники и известняки. В качестве нефтематери некоторых рассматриваются глинистые части разреза олигоцена и миоцена, а также известняки верхнего мела. Начальные геологические ресурсы углеводородов средние.

Нефтегазоносный бассейн Бонайре-Карьяко расположен на Карибском побережье Венесуэлы, и большая его часть скрыта под водами Карибского моря. Его ограничением на юге служат Карибские хребты, на севере - поднятие дуги Наветренных Антил. Бассейн является комбинированным, так как пространство от континентального склона до островной дуги отвечает междуговой впадине. Фундаментом служат базальты верхнего мела. Осадочное выполнение, мощностью более 7 км, представлено вулканогенно-осадочными отложениями верхов верхнего мела и терригенно-карбонатными отложениями от верхнего эоцена до современных, в литологическом составе которых преобладают глины и песчаники. В бассейне установлено 12 нефтяных и 2 газовых месторождения. Продуктивны песчаники олигоценово-миоценового и плиоценового возраста. Нефтегазоматеринскими являются глинистые части кайнозойского разреза. Плотность ресурсов нефти и газа низкая и средняя.

ПЕРЕХОДНЫЕ БАССЕЙНЫ ПАССИВНЫХ КОНТИНЕНТАЛЬНЫХ ОКРАИН

Эта группа представлена дивергентным типом бассейнов. Они расположены в зонах расхождения литосферных плит и связаны с пассивной континентальной окраиной.

Дивергентные бассейны

Бассейны этого типа включают в себя части суши и шельфа материков, континентальный склон и прилегающие к его подножью участки талассократонов.

Вдоль северного и восточного побережья Южно-Американского континента располагается Приатлантическая зона прогибаний, состоящая из 12 впадин, которые рассматриваются в качестве нефтегазоносных и возможно нефтегазоносных бассейнов. Особенности геологического строения этих бассейнов определяются характером тектонических структур, слагающих край материка: Бразильской и Патагонской платформ, складчатых сооружений Карибских хребтов и Южных Анд.

По тектонической природе и положению в структуре континентальной окраины выделяются бассейны, связанные с:

- грабенами, развитыми в окраинной части Бразильской платформы (Эспириту-Санту, Сержипи-Алагоас и др.), и с впадинами, приуроченными к сопряжению коры континентального и океанического типов (Прибрежно-Гвианский, Пелотас, Сантус);
- прогибами, расположенными поперек к простиранию края континента, часто перпендикулярно к нему. Эти впадины глубоко внедряются в континентальный блок (Рио-Саладо, Рио-Колорадо);
- элементами краевого прогиба Южных Анд и Карибских хребтов. Эти комбинированные бассейны (Оринокский, Магелланов и Мальвинос) рассмотрены при описании платформенно-складчатого типа бассейнов.

Осадочное выполнение представлено, в основном, отложениями мезозойского и кайнозойского возраста, мощность которого в наиболее погруженных частях достигает 15 км. Современная тектоническая структура бассейнов является результатом сложной истории геологического развития восточного края континента. В этой истории выделяется несколько этапов. Ранняя стадия охватывает процессы формирования внутри платформенных впадин, в которых к началу мезозоя накопились значительные толщи осадочных образований. Начало мезозойской эры знаменуется широким проявлением платформенного вулканизма, обусловившего накопление в южной части Патагонской платформы мощных вулкано-кластических толщ триаса и нижней юры. Затем наступила стадия рифтообразования (поздняя юра – ранний мел). Она определила формирование системы грабенов, вытянутой в меридиональном направлении, параллельно восточному краю Бразильской платформы. Начало рифтогенной стадии сопровождалось излиянием базальтов, слагающих во многих впадинах основание осадочного разреза, и континентальным осадконакоплением. Затем последовало накопление мощных соленосных толщ аптского возраста в бассейнах тропической области и карбонатно-терригенных морских и лагунных отложений севернее ее. В течение океанической стадии сформировался Атлантический океан. В это время происходило накопление морских терригенных и карбонатных отложений на шельфе и континентальном склоне. Континентальный режим сохранился только в западных частях Патагонских впадин. В верхнем мелу (сеноман) начинают формироваться и в кайнозое (неоген) приобретают современные очертания основные морфоструктурные элементы континентальной окраины: шельф, континентальный склон и подножье. Накапливается мощная толща морских песчано-глинистых отложений мощностью более 5 км. В пределах шельфа формируются рифогенные тела, в пределах континентальной окраины образуются дельты рек и

подводные каньоны. Крупные реки (Амазонка) формируют мощные осадочные линзы в пределах континентального склона и абиссали, где мощность кайнозойских отложений превышает 10 км. Подводные каньоны, врезаясь в шельф и континентальный склон, переносят грубые и тонкие осадки к его основанию и формируют в зоне подножья континентального склона и абиссали глубоководные конусы выноса. В период от мелового до миоценового времени в пределах континентального склона образовывались литологически ограниченные песчаные толщи различной мощности. Эти толщи, обладающие высокими емкостными свойствами, достигают мощности, превышающей 100 м, и широко распространены по площади. Их положение в осадочном разрезе среди глубоководных часто кремнистых насыщенных органикой глин способствует формированию многопластовых крупных и уникальных по запасам углеводородов месторождений (Марлин, Альбакора).

В бассейнах пассивных континентальных окраин обнаружено 168 месторождений нефти и 17 месторождений газа, из которых 85 и 12 месторождений, соответственно, установлены в пределах шельфа. Регионально нефтегазоносны отложения мела и кайнозоя. Месторождения связаны с приразломными антиклиналями, рифогенными телами, литологическими ловушками, развитыми в образованиях дельт и подводных каньонов. Нефтематеринские отложения – глины, известняки юрско-мелового возраста и глинистые части разреза кайнозойских отложений.

Нефтегазовый потенциал бассейнов достаточно велик, во многих случаях отмечается высокая плотность ресурсов. Наиболее перспективны глубоководные части бассейнов в пределах континентального склона. Доля ресурсов суши не превышает 6% в общей сумме ресурсов бассейнов пассивных окраин Южной Америки.

ПЕРЕХОДНЫЕ БАССЕЙНЫ АКТИВНЫХ КОНТИНЕНТАЛЬНЫХ ОКРАИН

По особенностям истории геологического развития эта группа представлена конвергентным типом бассейнов.

Конвергентные бассейны

Нефтегазоносные бассейны данного типа расположены в зоне сочленения складчатых сооружений Анд с глубоководными желобами Тихого океана. Здесь выделяется 5 нефтегазоносных и возможно нефтегазоносных бассейнов. Их площадь 909,6 тыс. кв. км, из которых 803 тыс. кв. км – акватория. По тектонической приуроченности одни бассейны связаны с впадинами, образовавшимися на стыке складчатых сооружений и структур Тихого океана (Атрато, Лебу-Арауко), другие – включают как вышеуказанные впадины, так и блоки разновозрастных платформ, втянутые в погружение в альпийский период (Гуаякиль-Прогресо, Притихоокеанский и Макэгуа).

Субдукционные процессы, развитые вдоль западной окраины Южно-Американского континента, предопределили широкое развитие в пределах бассейнов надвигов и покровов, сопровождаемых тектоническими брекчиями и меланжем.

Осадочные породы в бассейнах распространены преимущественно на континентальном склоне желоба и прилегающих частях побережья. Вблизи осевой зоны желоба осадочные породы, видимо, выклиниваются. Состав, мощность и строение осадков на океаническом склоне желоба не дают возможности включать его в бассейн. На стратиграфический диапазон осадочного выполнения бассейнов оказывает влияние сегментарное строение орогенного пояса Анд. Наиболее древний возраст фундамента - поздний палеозой в бассейнах Гуаякиль-Прогресо и Притихоокеанском. К северу и югу происходит омоложение возраста фундамента бассейнов и сокращение стратиграфического диапазона осадочного чехла. В южной зоне – в

бассейнах Макэуга и Лебу-Арауко – возраст фундамента от триас-юрского до позднемелового. В северной зоне в бассейне Атранто возраст фундамента от раннемелового до позднемелового. В осадочном выполнении бассейнов преобладают кайнозойские отложения, мощность которых от 3-4 до 10 км. Характерно присутствие в осадочном разрезе разновозрастных вулканогенно осадочных толщ со значительным количеством вулканогенного материала.

В бассейнах данного типа открыто 55 нефтяных и 4 газовых месторождения, из которых 8 нефтяных и 3 газовых в пределах шельфа. В числе последних месторождение Амистад, являющееся наиболее крупным месторождением Южной Америки. Регионально нефтегазоносны песчаники кайнозойского возраста. Месторождения связаны с неструктурными ловушками. Нефтегазоматеринскими являются глинистые части кайнозойского разреза, однако основная генерирующая толща - глины эоценового возраста.

Значения плотностей начальных геологических ресурсов нефти и газа конвергентных бассейнов от высоких до низких.

ОКЕАНИЧЕСКИЕ ТАЛАССОКРАТОННЫЕ БАССЕЙНЫ

Указанная группа бассейнов расположена в глубоководной части Атлантического океана и связана с одноименным талассократоном. Выделяется 6 впадин, которые могут представлять интерес в нефтегеологическом отношении. Судя по геофизическим данным, они выполнены верхнемеловыми-кайнозойскими отложениями (мощность до 5 км), среди которых значительную роль играют вулканогенно-осадочные толщи. Бассейны не изучены. Перспективы нефтегазоносности незначительные.

Вопросы для самоконтроля:

1. Какие континенты (крупные острова, архипелаги) и прилегающие глубоководные акватории океанов и морей включает регион?

2. Какова площадь региона, в том числе площадь шельфа?
3. Какие тектонические плиты входят в состав региона?
4. Что по характеру геодинамического развития представляет из себя периферия Южно-Американского региона?
5. Какие основные тектонические элементы принимают участие в строении континентальных областей Южно-Американского региона?
6. Какие платформы являются древние, какие молодые?
7. Какие выделяются орогенные пояса?
8. Где располагаются периконтинентальные впадины?
9. Сколько бассейнов в пределах региона, сколько из них НГБ и ВНГБ?
10. Какие выделяются категории бассейнов по характеру геологического строения и приуроченности к геодинамическим элементам?
11. Сколько и какие группы бассейнов?
12. Поставить в убывающей последовательности подгруппы бассейнов орогенных поясов: коллизионные внутриструктурные, постплатформенные.
13. Сколько месторождений нефти и газа открыто в регионе?
14. В каком бассейне сосредоточено наибольшее количество месторождений?
15. Назовите примеры рифтовых бассейнов Южноамериканского региона.

Задание для практической и самостоятельной работы:

Самостоятельно изучить бассейны пассивных континентальных окраин, Оринокский, Сантос и Кампс. Сделать презентацию.

1. <http://www.ngpedia.ru/cgi-bin/getpage.exe?cn=22&uid=0.673261333722621&inte=11>
2. <http://www.t-library.net/read.php?mode=text&id=1674&file=1632&page=17>

3. <http://www.mining-enc.ru/o/orinokskij-neftegazonosnyj-bassejn/>
http://ru.encydia.com/en%D0%9F%D0%BE%D1%8F%D1%81_%D0%9E%D1%80%D0%B8%D0%BD%D0%BE%D0%BA%D0%BE

Литература:

1. Высоцкий И.В., Высоцкий В.И., Оленин В.Б. Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран. – М.: Недра, 1990.
2. Дюнин В.И. Гидродинамика нефтегазоносных бассейнов – М.: Научный мир, 2005. – 524 с.
3. Калмакаров Л.В. Методология комплексного изучения нефтегазоносности соленосных бассейнов мира. Учебное пособие. – М.: ГАНГ, 1997.
4. Карта нефтегазоносности мира. Масштаб 1:15000000. Объяснительная записка. – М.: ВНИИзарубежгеология, 1994. – 196 с.
5. Лоран Э. Нефть: ложь, тайны, махинации / пер. с фр. Т. Ждановой – М.: СТОЛИЦА-ПРИНТ, 2018. – 432 с.
6. Муслимов Р.Х. Особенности разведки и разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики. Учебное пособие. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии Наук РТ, 2009. – 727 с.
7. Под общей редакцией Алекперова В.Ю. Нефть новой России. – М.: Российская Академия естественных наук, 2017.
8. Успенский Б.В. Методические указания и программа дисциплины «Нефтегазоносные бассейны мира» - Казань: изд-во Казанский государственный университет, 2007. – 8 с.
9. Халимов Э.М. Разработка нефтяных месторождений в условиях рынка. – СПб.: Недра, 2005.
10. Щелкачев В.Н. Отечественная и мировая нефтедобыча. История развития, современное состояние и прогнозы. – М.: РГУ им. Губкина, 2004.
11. Юхнов П.М., Вахитов Г.Г., Байков Н.М. и др. Инновационная стратегия развития транснациональных нефтяных

компаний. Зарубежный опыт, значение для России. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014.