

## ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ ОКРАИН КОНТИНЕНТОВ\*

*Г.Л. Кириллова*

*Институт тектоники и геофизики им. Ю.А. Косыгина ДВО РАН, г. Хабаровск*

Появление этой книги, написанной коллективом известных геологов-нефтяников России, весьма своевременно, поскольку проблема освоения континентального шельфа, где сосредоточено более трети неразведанных ресурсов углеводородов, ныне актуальна. В субаквальных районах России уже открыто несколько десятков месторождений, однако дальнейшее освоение нефтегазовых ресурсов требует привлечения новых научных технологий, в частности разработки научных основ зонального прогноза в условиях акваторий и создания представительного банка данных, включающего эталонные параметры для прогнозирования.

В свете этих задач композиция книги весьма удачна. В первой главе рассматривается научно-методическое обеспечение зонального прогноза, его особенности в условиях акваторий. Подчеркивается, что зоны нефтегазонакопления (ЗНГН) занимают определенное место в иерархическом ряду: провинция – бассейн – нефтегазоносный район – зона – месторождение. Их особенности строения, группировка в пространстве, размеры, распределение по крупности в бассейне, ресурсы, а, возможно, и фазовое состояние углеводородов (УВ) регулируются не только локальными, но и региональными факторами, вплоть до эволюционной специфики окраины континентов.

Нефтегеологическое своеобразие большинства акваторий вынудило авторов начать разработку адекватной методологии зонального прогноза с рассмотрения трёх методологических аспектов: определение и главные принципы выделения зон нефтегазонакопления, факторный анализ в зональном прогнозе и возможные подходы к оценке фазового состояния УВ в недрах. Тем не менее, для определения фазового состояния частично применялись модели, разработанные на примерах континентальных бассейнов (Западно-Сибирского, Амударьинского, Азово-Кубанского и др.). Очевидно, что ведущая роль в этой проблеме принадлежит миграционным процессам

наряду с термобарическими и геохимическими факторами.

Естественно, что изучение зон доказанного нефтегазонакопления – ключ к детальному прогнозированию акваторий. При этом определяют множество показателей: 1) количество месторождений в зоне (их должно быть не менее двух); 2) площадь зоны; 3) углеводородные ресурсы зоны; 4) плотность ресурсов УВ; 5) фазовое состояние УВ; 6) этаж нефте- и газоносности; 7) возрастной диапазон коллекторских горизонтов; 8) величина наибольшего месторождения в зоне.

Вторая глава “Некоторые особенности строения, развития и нефтегазоносности окраин континентов” включает краткое изложение учения о континентальных окраинах, описание в табличной форме групп континентальных окраин (атлантической и тихоокеанской), этапов и типов их развития. Для атлантической группы выделены предшествующий, раннеокеанический и синокеанический этапы и соответствующие им 6 типов структур; переходный этап, которому соответствует 5 типов структур. Для окраины тихоокеанской группы описаны островодужный тип (с семью структурами), андийский (3 структуры) и невадийский (2 структуры). Для всех перечисленных 23 структур приведены характерные нефтегазоносные бассейны (НГБ) и провинции.

Далее коротко освещается строение и эволюция окраин континентов и даются краткие сведения о нефтегазоносности окраин континентов.

Эта глава, конечно, совершенно необходима, полезна, но она вскрывает несоответствие сравниваемых структурных объектов континентальных окраин (это бассейны и провинции) и рассматриваемого элемента увосферы – зоны, которая в иерархическом ряду стоит гораздо дальше. Незавершенность этой проблемы сказывается и в дальнейшем описании. И особенно это видно на рисунках, где обычно не показываются структурные элементы континентальной

---

\*Зоны нефтегазонакопления окраин континентов / Ю.Н. Григоренко, И.М. Мирчинк, М.Д. Белонин, В.С. Соболев, Т.А. Андиева, Н.А. Андреева, Г.С. Гуревич, Л.И. Жукова, Т.А. Метлина; Под ред. Ю.Н. Григоренко, И.М. Мирчинка. – М.: ООО “Теоинформцентр”, 2002. – 423 с.; ил. 67, табл. 65. – Библиогр. 303 назв.

окраины, а разрезы вообще чрезвычайно редки. Это, конечно, снижает уровень восприятия материала, хотя в тексте он зачастую и даётся в достаточной мере.

Из текста не всегда ясно, о континентальной окраине какого возраста идёт речь, поэтому возникают терминологические противоречия. Так, в таблице 2 Северо-Сахалинский НГБ отнесён к периклиналильным и прискладчатым прогибам в составе мегавпадин, а в разделе 3.1.5 назван бассейном тыловой области континентальной окраины.

Глава 3 “Зональные скопления углеводородов в недрах окраин Тихоокеанской группы” подразделена на 2 части. В первой из них на примере шести бассейнов описаны зоны нефтегазонакопления островодужных окраин. Отмечена “сложная и длительная история этой переходной области, многократное проявление рифтогенеза, разноплановое взаимодействие континентов и океанов, предопределившие возникновение здесь доминирующих, типоморфных участков активной транзитали и в их составе (эпизодически) пассивных участков...” (с. 40). К сожалению, при описании бассейнов причины, время, место рифтогенеза и его связь с зонами нефтегазонакопления раскрыты недостаточно. Неясны и характеристики пассивных участков активной континентальной окраины, где, когда и почему они возникают. Недостаточно чётко изложена роль “трансфертного фактора” в зональном нефтегазонакоплении (с. 75).

Авторы пишут о максимально широком тектоническом спектре нефтегазоносных бассейнов активной окраины, но, к сожалению, не подтверждают это конкретными примерами, хотя бы в порядке перечисления. Чувствуется, что неразработанность тектонической и геодинамической систематики тормозит работу геологов-нефтяников в части зонального прогнозирования.

В целом же в гл. 3 приведено множество новых интересных сведений как по российским, так и зарубежным бассейнам. Западно-Тихоокеанская островодужная область содержит свыше 70% нефтегазовых ресурсов Тихоокеанского суперрегиона и характеризуется наибольшим числом зон доказанного нефтегазопроявления и их большим разнообразием. Наибольшим распространением пользуются зоны с геологическими ресурсами 40–160 млн т. с разнообразным фазовым составом УВ.

Во второй части гл. 3 описаны “Зоны нефтегазонакопления в недрах притихоокеанских окраин Северной и Южной Америки”. Здесь выделяются окраины двух типов: невадийская и андийская. Предыдущие исследователи неоднократно отмечали последовательную смену во времени островодужных окраин андийскими, а затем невадийскими.

Ресурсы УВ 25 НГБ, ассоциирующихся с андийской окраиной Южной Америки, составляют менее 10% общих ресурсов нефти и газа Тихоокеанского суперрегиона. Бассейны фронтальной части Южно-Американской континентальной окраины отличает сложная разломно-блоковая тектоника, высокая сейсмичность и, как следствие, значительные скорости формирования и разрушения скоплений УВ.

На невадийской окраине Северной Америки промышленная нефтегазоносность установлена в приокеанических и межгорных прогибах. Эти бассейны выделяются коротким периодом развития и достаточно яркими особенностями нефтегазоносности. Прежде всего, для них характерны два специфических типа нефтегазоносных формаций: подводно-склоновые фэны и знаменитая карбонатно-кремнистая формация Монтерей, обе они обладают и нефтематеринскими, и коллекторскими свойствами.

Количественные показатели нефтегазоносности невадийских НГБ уникальны. Плотность ресурсов на порядок превышает таковую в НГБ других переходных областей. Наиболее характерным для этой группы является бассейн Лос-Анджелес, где выявлено 68 месторождений, сгруппированных в десять зон нефтегазонакопления. Геологические ресурсы бассейна Лос-Анджелес составляют 4670 млн т н. э.

Глава 4 “Зональные скопления углеводородов в недрах окраин атлантической группы” посвящена характеристике осадочных бассейнов широко распространённых пассивных окраин, в недрах которых сосредоточено до 90% ресурсов УВ всех переходных областей на стыке континентов и океанов. В сравнении с активными окраинами особо выделяются большие перспективы глубоководных областей пассивных окраин у берегов Индии, Бразилии, уже подтвержденные бурением и открытием месторождений.

При меньшем количестве (73) нефтегазоносных бассейнов атлантической группы выделяются большей площадью и ресурсами. Детальный анализ бассейнов атлантической группы вскрывает ряд существенных отличий этих бассейнов от бассейнов активных окраин.

Четвертая глава включает три раздела, в которых описаны зоны нефтегазонакопления последовательных этапов эволюции окраин атлантической группы.

В первом разделе на примере Суэцкого бассейна описаны зоны нефтегазонакопления рифтового этапа эволюции окраин атлантической группы. Отмечены благоприятный флюидодинамический режим рифтов, значительные мощности и темпы седиментации, оптимальный тепловой режим, условия миграции и аккумуляции УВ. Величина ресурсов

контролируется нефтегенерационным потенциалом дорифтовых и синрифтовых комплексов, и они весьма значительны. Начальные потенциальные геологические ресурсы УВ Суэцкого НГБ достигают 3200 млн т н. э.

Во втором разделе на примере 11 бассейнов проанализированы зоны нефтегазонакопления ранне- и синокеанического этапов эволюции окраин континентов. Это наиболее обширное по количеству, размерам и ресурсам УВ семейство. Оно представлено периферийными бассейнами и провинциями Северного Ледовитого океана и сопредельных побережий, бассейнами шельфов и склонов Атлантического и Индийского океанов. Окраины континентов имеют свои особенности и по площади разделяются на две группы. Окраины самого молодого (кайнозойского) Северного Ледовитого океана занимают 50% его площади, а окраины более древних зрелых окраин Атлантического и Индийского океанов составляют менее 10% их площади. Соответственно распределяется и роль шельфов.

Для осадочных бассейнов, синхронных раннеокеаническому этапу, в частности арктических, характерен, по мнению авторов стратиграфический диапазон нефтегазонакопления (девон–кайнозой), значительная мощность и присутствие доманикитов на нескольких уровнях. Типичными для этой группы названы бассейны Бофорта-Маккензи, Северного склона Аляски, Свердруп, Норвежско-Баренцевский.

Синокеанические ОБ пассивных окраин, напротив, сложены главным образом мезозойско-кайнозойскими отложениями. Их размеры и ресурсы существенно меньше. Нефтепроизводящие толщи связаны с отложениями морского (бассейн Жанна д'Арк), дельтового (Нигерийский) и озерного (Кампос) генезиса.

Ресурсы УВ ранне- и синокеанических окраин характеризуются диапазоном значений 140–180 млн т н. э.

В третьем разделе четвертой главы описаны зоны нефтегазонакопления переходного (средиземноморского) этапа эволюции окраин континентов. Соответствующие им структуры выделены в Альпийско-Гималайском поясе (Средиземноморье, Персидский залив, Мексикано-Карибский регион). Характерным элементом является Восточно-Средиземноморская зона погружений, включающая склон Африканской платформы, рассеченный ортогональными грабенами и горстами, и систему глубоководных впадин. Типичны также для завершающего этапа эволюции пассивных КО краевые и межгорные прогибы.

Бассейны переходного этапа развития КО существенно превосходят другие НГБ окраин континен-

тов количеством и размерами ЗНГН (до 16–18 зон в бассейне). В разрезе бассейнов преобладают карбонатные триас-олигоценые толщи с несколькими этажами нефтематеринских толщ. Подчиненное значение имеют кайнозойские глинистые нефтематеринские толщ. ЗНГН характеризуются бимодальным распределением ресурсов УВ в диапазоне значений 50–300 и 500–2000 млн т н. э.

Подводя итог рассмотрению четвертой главы, следует заметить, что в ранжировании, названии этапов эволюции окраин атлантической группы, а соответственно и бассейнов, четко отразились неразработанность этой проблемы как в российской, так и мировой науке. Практически каждый бассейн – гибридный, составной и представляет собой совокупность седиментационных систем, соответствующих отдельным этапам его эволюции. Но исследователь обычно считает главным какой-то один этап и отражает это в названии. В данном случае – это развитие континентальных окраин атлантической группы и ее этапы. Но ведь Атлантический океан начал раскрываться в мезозое, а в этажи нефтегазонакопления атлантической группы включены и более древние палеозойские комплексы (бассейны Северного склона Аляски, Сирт, Триасовая провинция, Иллизи), характеризующие совсем другую геодинамическую обстановку. На эту проблему авторам следует обратить внимание в ходе своих дальнейших исследований.

Содержание пятой главы довольно полно отражено в ее названии “Общие особенности, закономерности формирования и размещения зон нефтегазонакопления в недрах окраин континентов”. Количественный анализ 450 зон доказанного нефтегазонакопления с применением новых методических подходов позволили впервые провести сравнительный анализ бассейнов по развернутой схеме ресурсно-геологических показателей, сведенных в две таблицы: для окраин атлантической группы и окраин тихоокеанской группы. В таблицах каждого бассейна приведено количество ЗНГН, среднее число месторождений в зоне, площадь зон, геологические ресурсы УВ в зоне, их плотность, высота этажа нефтегазонакопления и возраст коллекторов.

В таблице 55 для НГБ окраин атлантической группы в этаж нефтегазонакопления включены и палеозойские комплексы. Если их исключить, то закономерности, графики могут получиться несколько иными. В целом же на графиках, таблицах вырисовывается довольно наглядная картина, позволяющая анализировать и сравнивать огромный фактический материал по бассейнам мира.

Далее, после общей характеристики ЗНГН в отдельных разделах рассмотрены особенности про-

странственного размещения зон, фазовая специализация зон концентрации углеводородов. Завершается глава кратким анализом важнейших факторов формирования и размещения зон нефтегазонакопления.

В шестой главе под названием “Зональный прогноз нефтегазоносности акваторий России. Первые результаты” рассмотрены результаты прогноза зональных объектов в бассейнах северных и дальневосточных морей России с использованием опыта и материалов детального анализа нефтегазоносности сопредельной суши и однотипных хорошо изученных зарубежных бассейнов.

Глава включает три раздела. В первом рассмотрено акваториальное продолжение Тимано-Печорской провинции, являющееся одним из важнейших и первоочередных для освоения регионов России. Приведены сведения о его изученности различными методами, дана схема размещения зон нефтегазонакопления в палеозойском и палеозойско-мезозойском комплексах с ранжированием по плотности ресурсов, фазовому состоянию УВ и другим параметрам.

По результатам анализа доказанных ЗНГН подтверждена роль ряда стандартных факторов для их размещения и формирования, детально описанных в гл. 5 при сравнительном анализе зон нефтегазонакопления окраин континентов.

В итоге проведенных работ прогнозируются нефтегазоносные области, в пределах которых располагаются наиболее крупные ЗНГН, а в их контурах – крупные и средние нефтяные, газоконденсатные и газовые месторождения.

Во втором разделе дан зональный прогноз для Южно-Карской нефтегазоносной области, являющейся северным акваториальным продолжением Западно-Сибирской провинции. В этой области уже открыто два уникальных газоконденсатных морских месторождения. Сходство этой области с сопредельными нефтегазоносными областями Западно-Сибирской провинции позволило использовать установленные там 14 зон доказанного нефтегазонакопления в качестве эталонных. Были построены графики факторных зависимостей, на основе которых определены плотности ресурсов УВ в прогнозируемых зонах шельфа Карского моря.

В итоге выделено 13 ЗНГН с плотностью геологических ресурсов УВ 201–590 тыс. т/км<sup>2</sup>, геологическими ресурсами УВ от 122 до 1000 млн т н. э. и более, причем располагаются они до 50-метровой изобаты, которая ограничивает технически доступные ныне ресурсы Карского шельфа.

В последнем, третьем, разделе главы рассмотрены перспективы северно-восточного шельфа Сахалина (Северо-Сахалинский бассейн), где сосредоточены крупные месторождения и прогнозируется до 87% неразведанных УВ ресурсов. Всего в бассейне открыто 64 месторождения, в том числе 7 морских, наиболее крупных. 85% разведанных запасов сосредоточено в ЗНГН, это позволяет ожидать такой же уровень концентрации и в акваториальной части бассейна.

На северо-восточном шельфе Сахалина предполагается 12 ЗНГН, каждая из которых включает 2–7 локальных объектов. Оценка их выполнена с учетом внутрибассейновых ресурсно-геологических данных и нефтегеологических характеристик ЗНГН других бассейнов островодужных окраин. Ресурсы УВ прогнозируемых зон достигают 500–1000 млн т н. э., плотности ресурсов – 230–420 тыс. т/км<sup>2</sup>, суммарные ресурсы 12 ЗНГН составляют около 3 млрд т н. э.

Следует заметить, что, несмотря на многолетнюю историю изучения Сахалина, многие вопросы остаются недостаточно разработанными. В частности, нефтегеологическое районирование, границы бассейнов у разных авторов не совпадают и не обосновываются морфологическим, тектоническим и палеогеографическим анализом. Недостаточно учитывается и оценивается роль многоэтажного рифтогенеза как одного из важнейших факторов. ЗНГН на рис. 67 имеют различную ориентировку, и она несомненно связана с системами рифтов разного направления и времени проявления.

В целом же книга чрезвычайно полезная, поскольку может быть использована и как справочник, и как руководство к действию при детальном прогнозе нефтегазоносности недр еще слабо изученных акваторий России, что авторы и продемонстрировали на ряде примеров.

Анализ более 500 зон доказанного нефтегазонакопления мира позволил авторам создать систему эталонов, выделить наиболее универсальные факторы зонального нефтегазонакопления, выяснить влияние этих факторов на формирование, размещение и фазовое состояние УВ в ЗНГН.

В период все возрастающего энергетического голода появление этой монографии, написанной на единой теоретико-методической основе, весьма своевременно и несомненно послужит совершенствованию научных основ детального прогноза нефтегазоносности акваторий континентальных окраин.