

ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
ПАЛЕОЗОЯ И НЕОПРОТЕРОЗОЯ

УДК 553.98(470.111+470.13+268.45)

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ СИСТЕМЫ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО
ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА (включая акваториальную печороморскую часть)

О.М. Прищепа, Т.К. Баженова, В.И. Богацкий

*Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геолого-разведочный институт,
191014, Санкт-Петербург, Литейный просп., 39, Россия*

Формирование структуры осадочного чехла Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна определялось стадиями тектонического развития: рифтогенно зарождающегося океана; пассивной окраины с внутриконтинентальными рифтами и авлакогенами, внутришельфовой относительно глубоководной депрессией, инверсионными валами; коллизионной с орогенными сооружениями и краевым прогибом; изостатической с наложенной синеклизой, вертикальными подвижками, возрожденным орогеном. Накопление нефтегазоматеринских горизонтов и природных резервуаров проходило в дивергентные стадии тектогенеза (ордовик—турне). Формации конвергентных стадий (визе—триас) преимущественно содержат лишь природные резервуары. Зрелость органического вещества значительной части осадочного чехла обеспечила широкий диапазон главных зон нефте- и газообразования. Очаги нефтегазообразования зародились и развивались в различных геодинамических обстановках — на востоке пассивной окраины, в рифтогенных прогибах и в краевом прогибе Урала. Если в первых двух преобладало нефтеобразование и газоконденсатообразование, то для последнего характерны преимущественно газо- и газоконденсатообразование. Эволюция структурных форм, расширение контуров очагов нефтегазообразования, изменчивость региональных наклонов, периодическое проявление разломов приводили как к формированию зон нефтегазоаккумуляции, так и к их разрушению. Образованные синхронно с интенсивным нефтеобразованием зоны их аккумуляции в дальнейшем могут стать зонами нефтегазоаккумуляции и нефтегазоконденсатоаккумуляции за счет газовой составляющей углеводородных систем, которая увеличивается вследствие превращения очагов нефтеобразования в очаги нефтегазообразования и газоконденсатообразования. Кроме того, для формирования газовых и газоконденсатных залежей благоприятными оказались тектонически подвижные зоны с выделением свободного газа из-за падения пластового давления или его вертикальными перетоками с больших глубин. Анализ условий нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции позволил проследить развитие нефтегазовых систем в нефтегазоносных комплексах и трансформации осадочного бассейна в нефтегазоносный. Установлены некоторые закономерности размещения зон нефтегазоаккумуляции. Длительно формируемые зоны нефтенакпления приурочены к палеоподнятиям Ижма-Печорского и Хорейверского тектонически стабильных блоков. Для тектонически-активных Печоро-Колвинского авлакогена и Тимана характерны зоны нефтегазоаккумуляции и нефтегазоконденсатоаккумуляции, а для Предуральского прогиба — зоны газо- и газоконденсатоаккумуляции.

Тектогенез, органическое вещество, очаг нефтегазообразования, зоны нефтегазоаккумуляции.

PETROLEUM SYSTEMS OF THE TIMAN-PECHORA SEDIMENTARY BASIN
(including the offshore Pechora Sea)

O.M. Prischepa, T.K. Bazhenova, and V.I. Bogatskii

The sedimentary cover of the Timan-Pechora petroleum basin records several phases of tectonic activity in the area: rifting and incipient ocean opening; a passive-margin setting with intracontinental rifts and aulacogen, an intrashelf depression and inversion swells; collisional orogeny with the development of a foredeep; vertical isostatic movements associated with the development of a late syncline and renewed orogenic movements. The deposition of source and reservoir facies occurred during the divergent phases of the tectogenesis (Ordovician–Tournaisian). The formations that accumulated during a convergent tectonic regime (Viséan–Triassic) comprise mostly reservoir rocks. Because of the thermal maturity of organic matter, the sedimentary rocks in the area span the broad range of oil and gas generation zones. The identified hydrocarbon kitchen areas were developed in different geodynamic settings: in the east of a passive margin, within rift-related troughs, and in the Ural foredeep. The first two were more liquid-prone fairways, with predominant oil and condensate generation, whereas the latter was largely a gas- and gas-condensate-generative source. The change of structural set-

tings, the extension of oil and gas kitchens, variation of the regional dip, and recurrent faulting caused both the formation of new play fairways and the destruction of existing ones. The new oil-prone fairways that formed synchronously with the onset of intense oil generation might have later evolved into oil- and gas-prone fairways or even oil-, gas-, and condensate-prone fairways at the expense of the gas component of petroleum systems, which is thought to increase as a source rock generating mostly oil became capable of generating oil, gas, and condensate. In addition, tectonically active zones may provide the most favorable conditions for the formation of gas and gas-condensate accumulations owing to a decrease in formation pressure and expulsion of a free gas phase or owing to its updip migration from great depths. Analysis of hydrocarbon generation and accumulation conditions provided insights into the evolution of a petroleum system of each play and transformation of a sedimentary basin into a petroleum basin. The study revealed the areal distribution patterns for oil and gas plays. The long-lived oil-prone plays are confined to a series of paleouplifts within the Izhma–Pechora and Khoreiver tectonically stable blocks. Oil-, gas-, and condensate-prone plays are associated with a tectonically active setting (Pechora–Kolva aulacogen and Timan block), whereas mostly gas- and condensate-prone plays are found within the Ural foredeep.

Tectogenesis, organic matter, hydrocarbon kitchen, hydrocarbon plays

ВВЕДЕНИЕ

Одним из реализуемых в настоящее время подходов для определения ближайшего резерва наращивания разведанной сырьевой базы нефти в регионах России является создание геолого-геофизических моделей строения зон нефтегазоаккумуляции. Особенно актуальны такие работы в недоизученных районах и областях сложного геологического строения, к которым в полной мере относится Тимано-Печорский осадочный бассейн (ТПОБ) (рис. 1). Значительная часть последнего, за исключением сквозного развития сложенных метаморфизованным рифей-вендом структур Тиманской гряды и севера Центрального Урала, отождествляется и с Тимано-Печорским нефтегазоносным бассейном (ТПНГБ).

Базируются такие модели на корреляции эталонных, хорошо изученных зон нефтегазоаккумуляции с малоизученными на основе соответствующих частных моделей (петрофизических, сейсмофациальных, литолого-фациальных, геохимических). Основным методом создания каркаса таких моделей являются сейсморазведочные работы.

Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн в настоящее время вызывает повышенное внимание как со стороны государственных органов управления недропользованием (заинтересованных в наращивании сырьевой базы углеводородов и, соответственно, расширении геолого-разведочных работ недропользователями и выходом с лицензированием в новые неизученные районы), так и собственно компаний-недропользователей, имеющих интерес в сфере расширения ресурсной базы углеводородов в районе с развивающейся инфраструктурой (на суше) и относительно малоудаленном (находящимся в европейской части России) от основных потребителей.

Расширение работ сдерживается как огромными объемами необходимых инвестиций в геолого-разведочные работы, трудностями экономического характера, возникшими и растущими на фоне экономического кризиса, так и отсутствием взаимосвязанных региональных и зональных моделей геологического строения, позволяющих более надежно оценивать перспективы нефтегазоносности и за пределами хорошо изученных положительных структур 2-го и 3-го порядков.

Разработка модели строения Тимано-Печорского НГБ базируется на основе обобщения ранее выполненных разномасштабных работ и на новых данных, полученных по результатам региональных геолого-разведочных работ, осуществленных по программам геологического изучения за бюджетные средства, среди которых необходимо отметить такие, как переобработка и переинтерпретация сейсмического материала в зоне сочленения суши и моря северной части бассейна, сейсморазведочные и обобщающие аналитические работы по впадинам Предуральского прогиба, сейсморазведочные работы и переобработка материалов по районам Малоземельско-Колгуевской моноклинали и Ижма-Печорской впадины.

В результате работ получено значительное количество новой геологической информации, имеющей самостоятельную ценность, но в настоящей работе они использованы наряду с ранее полученными материалами и представлениями для создания целостной модели нефтегазоносных систем с акцентами на несколько аспектов: уточнение тектонического районирования, используемого для последующего нефтегазогеологического районирования; уточнение выделения и расчленения нефтегазоносных комплексов; выделение зон нефтегазоаккумуляции; уточнение ресурсного потенциала зон нефтегазоаккумуляции, уточнение геохимических позиций нефтегазоносных систем.

ТЕКТОНИЧЕСКОЕ ПОЛОЖЕНИЕ

Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн составляет значительную часть (520 тыс. км²) одноименного осадочного бассейна, где геологические условия способствовали образованию углеводородов

(УВ), формированию и сохранению их месторождений. Тимано-Печорский осадочный бассейн находится в крайней северо-восточной части Восточно-Европейской платформы. Географически он включает материковую часть с Тиманской грядой, Печорской низменностью, западным склоном и осевыми хребтами Северного и Полярного Урала, Югорский полуостров с Пай-Хоем, юг о. Новая Земля, акваторию Печорского моря с островами Вайгач и Колгуев. Территория и акватория ТПОБ площадью 710 тыс. км² охватывает крупную область земной коры континентального и переходного типов. Накопленный здесь закономерный ряд формаций отражает последовательность процессов тектонического развития — от преобладания активных прогибаний, связанных с растяжением, до инверсий и горообразования, вызванных общим сжатием. В тектоническом плане бассейн соответствует Тимано-Печорской эпибайкальской плите (ТПЭБП) и примыкающему к ней перикратону, в настоящее время перекрытому образованиями Предуральского прогиба, Пайхойско-Новоземельской раннекиммерийской складчатой системы, Западного и Осевого (Центрального) Урала (см. рис. 1).

Значительную роль при формировании перспективных нефтегазоносных объектов играют трансгрессивно-регрессивная цикличность осадочной толщи, гипергенно-постседиментационные изменения пород-коллекторов, дизъюнктивные подвижки и другие факторы, связанные с эвстатическими колебаниями уровня моря, направлениями источников сноса обломочного материала, климатом, геодинамическими обстановками. Помимо структурно-емкостных критериев, определяющих направления поисков таких разнотипных объектов, необходимо установить перспективы их продуктивности, зависящие от возможностей генерации, миграции, аккумуляции УВ и сохранения их залежей на определенных этапах геологической истории ТПОБ. Решение этой задачи осуществляется созданием на основе исторических и геохимических особенностей развития осадочного бассейна системы распределения УВ различного физико-химического и фазового составов в разнотипных зонах нефтегазоаккумуляции.

Тимано-Печорский осадочный бассейн сформировался на «руинах» отмершего (консолидированного) рифейско-вендского бассейна в краевой, более молодой, эпипозднекембрийской северо-восточной части Восточно-Европейской платформы. Это предопределило сравнительно активный тектонический режим развития бассейна: значительные амплитуды погружений (до 12—14 км) и, как следствие, наличие высоких градаций катагенеза ОВ, широкий спектр фациальных обстановок, распространение многочисленных подвижных кон- и постседиментационных тектонических структур, часто осложненных крупными разрывными нарушениями.

Западной границей ТПОБ является Западно-Тиманский надвиг (шовный разлом), по которому эпибайкальская плита надвинута на эпикарельскую Русскую плиту; восточной и северо-восточной — соответственно Главный Уральский и Байдарацкий глубинные разломы [Белякова и др., 2008]. Первый фиксирует раздел между погруженной под сложнодислоцированные структуры Западного и Центрального Урала эпибайкальской плитой с переходным типом земной коры и Восточным Уралом, где предполагаются реликты океанской и островодужной коры. Второй разлом, очевидно сдвигового характера, отделяет Тимано-Печорскую эпибайкальскую плиту от Западно-Сибирской эпигерцинской плиты. Северным ограничением ТПОБ служит флексура Печороморской ступени со сбрососдвигом, по которому ТПЭБП контактирует с Южно-Баренцевской синеклизой Баренцевской плиты.

СТРУКТУРА ОСАДОЧНОГО БАСЕЙНА

Сложившаяся к настоящему времени структура ТПОБ, характер заполняющих его формаций и их нефтегазоносность являются результатом стадийного тектонического развития. Все происходившие на Урале, в Баренцевоморском и Южно-Карском регионах процессы в большей или меньшей степени находили свое отражение на смежной ТПЭБП, где заложился и развивался Тимано-Печорский осадочный бассейн. В фанерозойской геологической истории этих крупнейших тектонических элементов земной коры установлены три неравнозначных по результативности эпохи: каледонская, герцинско-раннемезозойская и ныне продолжающаяся киммерийско-альпийская. Таким образом, формирование гетерогенной структуры ТПОБ явилось результатом как смены палеобассейнов различных типов во времени, так и латерального их сопряжения. Каждый из них имел свой индивидуальный облик, характерный для определенной стадии тектонического развития, а все они, последовательно сменяя друг друга во времени, привели не только к структурно-формационной многоэтажности осадочного чехла, но и к его нефтегазоносности в широком стратиграфическом диапазоне. Последовательная смена тектонических режимов отмечается в разрезе осадочного чехла структурными этажами и подэтажами и разделяющими их угловыми и стратиграфическими несогласиями (рис. 2).

Отложения каледонской эпохи объединены в один структурный этаж — ордовикско-нижнедевонский. Формации герцинской тектонической эпохи образуют наиболее заверченный ряд, позволяющий уверенно выделить три стадии геотектонического развития, которым отвечают структурные этажи. Нижний этаж по времени своего формирования соответствует среднему девону — концу турнейского

Рис. 1. Схема тектонического районирования Тимано-Печорского осадочного бассейна.

1 — административные границы; 2—4 — границы тектонического районирования: 2 — надпорядковые, 3 — 1-го порядка, 4 — 2-го порядка; 5—7 — месторождения: 5 — газовые, 6 — нефтяные, 7 — смешанного состава. Элементы тектонического районирования: Б — Мезенская синеклиза; В — Волго-Уральская антеклиза; Тимано-Печорская плита; Г — Тиманская гряда: Г₁ — Северо-Тиманский мегавал, Г₂ — западно- и среднетиманские дислокации, Г₃ — Восточно-Тиманский сложный мегавал, Г₃¹ — Ухта-Ижемский вал; Д — Ижма-Печорская синеклиза: Д₁ — Нерицкая ступень, Д₁¹ — Тобышский вал, Д₁² — Айювинский структурный нос, Д₂ — Ерсинская впадина, Д₃ — Ижемская ступень, Д₄ — восточный борт Ижма-Печорской синеклизы; Д₄¹ — Седуяхинский вал, Д₄² — Янгытская ступень, Д₄³ — Кипиевская ступень, Д₅ — Омра-Льжская седловина, Д₅¹ — Сотчемью-Аресский уступ, Д₅² — Лузская ступень, Д₅³ — Рональская ступень, Д₅⁴ — Лемъюская ступень, Д₅⁵ — Тэбукская ступень, Д₅⁶ — Омра-Сойвинская ступень, Д₅⁷ — Джебольская ступень, Д₅⁸ — Мичаю-Пашнинский вал; Е — Малоземельско-Колгуевская моноклираль: Е₁ — Нарьян-Марская моноклираль, Е₁¹ — Коргинская ступень, Е₁² — Северо-Седуяхинский уступ, Е₁³ — Бугринская моноклираль, Е₁⁴ — Сенгейский структурный нос, Е₁⁵ — малоземельская структурная терраса, Е₁⁶ — Удачная ступень, Е₁⁷ — Харишейская депрессия, Е₁⁸ — Западно-Шапкинская приразломная депрессия, Е₂ — Восточно-Колгуевская структурная область, Е₂¹ — северо-колгуевская структурная терраса, Е₂² — Песчаноозерский вал, Е₂³ — Песчаноморская депрессия; Ж — Печоро-Колвинский авлакоген: Ж₁ — Печоро-Кожвинский мегавал, Ж₁¹ — Лебединский вал, Ж₁² — Мутноматериковый вал, Ж₁³ — Нялганская ступень, Ж₁⁴ — Лыжско-Кыртаельский вал, Ж₁⁵ — Печорогородская ступень, Ж₂ — Денисовский прогиб, Ж₂¹ — Колоколморский вал, Ж₂² — Шапкина-Юрьянский вал, Ж₂³ — Восточно-Колгуевская депрессия, Ж₂⁴ — Носовая перемычка, Ж₂⁵ — Усть-Печорская депрессия, Ж₂⁶ — Тибейвская депрессия, Ж₂⁷ — Лайский вал, Ж₂⁸ — Верхнелайская депрессия, Ж₂⁹ — Лодминская перемычка, Ж₃ — Колвинский мегавал, Ж₃¹ — Поморская ступень, Ж₃² — Ходоварихинская ступень, Ж₃³ — Ярейюский вал, Ж₃⁴ — Харьягинский вал, Ж₃⁵ — Возейский вал, Ж₃⁶ — Усинский вал; З — Хорейверско-Печороморская синеклиза: З₁ — Русская моноклираль, З₂ — Хорейверская впадина, З₂¹ — Кошкинская котловина, З₂² — Чернореченская ступень, З₂³ — Паханчская терраса, З₂⁴ — Садаггинская ступень, З₂⁵ — Центрально-Хорейверский уступ, З₂⁶ — Колвавировская ступень, З₂⁷ — Сандивейское поднятие, З₂⁸ — Сынъянрская депрессия, З₂⁹ — Макариха-Салюкинская антиклинальная зона, З₂¹⁰ — Цильгорская депрессия; И — Северо-Печороморская моноклираль; К₁ — Варандей-Адзввинская структурно-тектоническая зона, К₁¹ — Гуляевско-Алексеевская структурная зона, К₁² — Южно-Долгинская депрессия, К₁³ — Полярный купол, К₁⁴ — вал Сорокина, К₁⁵ — Мореюская депрессия, К₁⁶ — вал Гамбурцева, К₁⁷ — Сарембой-Леккейгинская зона, К₁⁸ — Западно-Матвеевская структурная зона, К₁⁹ — Верхнеадзввинская депрессия; краевые мегапрогибы Тимано-Печорской плиты: Л — Припайхойско-Южно-Приновоземельский мегапрогиб (перикратон): Л₁ — Южно-Приновоземельский прогиб, Л₁¹ — Долгинско-Папанинская структурная зона, Л₁² — Приновоземельская депрессия, Л₂ — Вашуткина-Талотинская складчато-надвиговая зона, Л₃ — Русановская складчато-надвиговая зона, Л₄ — Коротанхинская впадина, Л₄¹ — Лабогейская моноклираль, Л₄² — Верхневоркутская зона дислокаций, Л₄³ — Хейгинская депрессия, Л₄⁴ — Пестаншорская складчатая зона, Л₄⁵ — Силовояская депрессия, Л₄⁶ — Сырьягинская складчатая зона, Л₅ — Васьягинско-Сабриягинская складчато-надвиговая зона, Л₅¹ — Сабриягинская складчато-надвиговая зона; М — Предуральский краевой предгорный прогиб: М₁ — Воркутское поперечное поднятие, М₁¹ — горст Чернова, М₁² — Падимейская структурная зона, М₁³ — Ярвожский купол, М₁⁴ — Юньгинская антиклинальная зона, М₂ — гряда Чернышева, М₂¹ — Хоседаюская антиклинальная зона, М₂² — Адзввамовская депрессия, М₂³ — Тальбейский блок, М₂⁴ — Восточно-Воргамусюрская складчатая зона, М₂⁵ — Шарью-Заостренский блок, М₂⁶ — Яньюский блок, М₃ — Косью-Роговская впадина, М₃¹ — Кочмеская ступень, М₃² — Южно-Кымбожьюская котловина, М₃³ — Абезьская депрессия, М₃⁴ — Интинская складчато-чешуйчатая зона, М₃⁵ — Прилемвинская складчато-покровная зона, М₄ — Большесынинская впадина, М₄¹ — Нитчемью-Сынинская ступень, М₄² — Вяткинская депрессия, М₄³ — Большешаранецкая структурная зона, М₄⁴ — Мичабичевникская тектоническая пластина, М₅ — Среднепечорское поперечное поднятие, М₅¹ — Худоель-Войская антиклинальная зона, М₅² — Даниловская депрессия, М₅³ — Аранец-Переборская антиклинальная зона, М₅⁴ — Югид-Кыртинская антиклинальная зона, М₆ — Верхнепечорская впадина, М₆¹ — Печоро-Ильчская моноклираль, М₆² — Южно-Вуктыльская депрессия, М₆³ — Вуктыльская тектоническая пластина, М₆⁴ — Сарьюдинская складчато-чешуйчатая зона, М₆⁵ — Курьинская антиклинальная зона, М₆⁶ — Патраковская складчато-покровная зона, М₆⁷ — Говорухинско-Немыдская складчатая зона; Н — Пайхойско-Новоземельская складчатая система; Уральская складчатая система: О — Западно-Уральская складчато-надвиговая область (северный сегмент): О₁ — Западно-Уральская мегазона линейных складчато-надвиговых дислокаций, О₁¹ — Восточно-Лемвинская складчато-покровная зона, О₁² — Среднешугорская тектоническая пластина, О₁³ — Тимаизское складчато-блоковое поднятие, О₁⁴ — Восточно-Кырташорская складчато-надвиговая зона, О₁⁵ — Печоро-Сыпучинская складчато-чешуйчатая зона, О₂ — Центрально-Уральская складчато-блоковая зона; П₁ — Полудовское поперечное поднятие.

века, средний — началу визейского века — концу позднего карбона, верхний — началу ранней перми — позднему триасу (ранней юре?). Образования мезозойско-альпийского цикла включают объединенный среднеюрско-меловой и неоген-четвертичный структурный этаж.

Однако гетерогенность ТПОБ была обязана не только влиянию смежных тектонически-активных регионов, но и эндогенным процессам консолидированного доордовикского основания. По составу вулканогенно-метаморфических формаций, свидетельствующих об их образовании в областях с различными геодинамическими обстановками, и по характеру геофизических аномалий выделяют два крупнейших геоблока фундамента — Юго-Западный Тиманский и Северо-Восточный Печороморско-Большеземельский. Раздел этих геоблоков устанавливается по системе Припечорского и Ильч-Чикшинского глубинных разломов, пересекающих ТПОБ по диагонали. Геодинамические обстановки, приведшие к формированию складчатого основания ТПОБ, отразились на строении его важнейших доордовикских

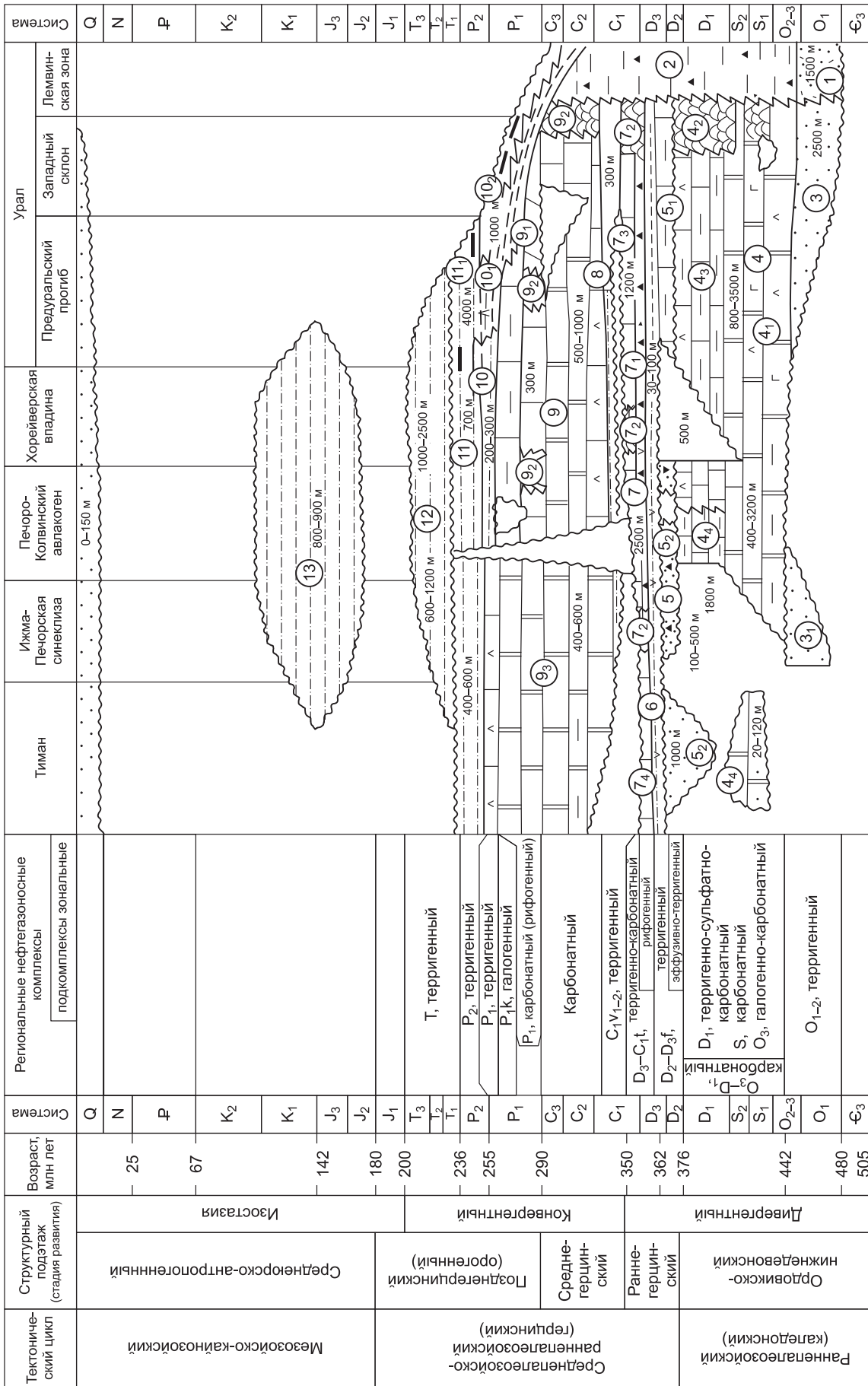


Рис. 2. Структурно-формационная принадлежность нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна.

Формации и субформации: 1 — грубообломочная вулканогенно-осадочного рифта; 2 — известняково-кремнисто-терригенная; 3 — красноцветно-сероцветная терригенная; 3₁ — красноцветная олигомиктовая; 4 — карбонатная; 4₁ — карбонатная; 4₂ — галогенно-терригенно-карбонатная; 4₃ — сульфатно-карбонатная; 4₄ — терригенно-карбонатная; 5 — сероцветная олигомиктовая терригенная алохтонная; 5₁ — карбонатно-терригенная автохтонная; 5₂ — олигомиктовая грабена; 6 — эффузивно-терригенная; 7 — терригенно-карбонатная; 7₁ — доманникоидная; 7₂ — рифогенная; 7₃ — карбонатно-терригенная клиноморфного заполнения; 7₄ — карбонатная мелководно-шельфовая; 8 — карбонатная; 8 — угленосно-терригенная; 9 — мергелистая (сезымская); 9₂ — рифогенная; 9₃ — карбонатная мелководно-шельфовая; 10 — сероцветная нижняя молассовая; 10 — терригенно-карбонатно-галогенная; 10₂ — угленосно-терригенная; 11 — сероцветно-красноцветная прибрежно-морская и лагуно-континентальная; 11₁ — угленосная; 12 — красноцветная континентальная; 13 — терригенная.

структурных элементов и на их тектонической активности в дальнейшей геологической истории региона [Боровинских и др., 1999]. Относительная тектоническая стабильность наблюдалась у территорий с континентальной добайкальской корой и плутонами кислого состава. К ним относятся Ижма-Печорский мегаблок, занимающий большую часть Тиманского геоблока, и Хорейверский блок с Большеземельским сводом в составе Печороморско-Большеземельского геоблока. Территории с широким распространением базитовых формаций отличались незавершенным режимом тектогенеза, что предопределило их повышенную тектоническую активность в постбайкальский этап тектогенеза, унаследованный режим прогибания которого привел к активному формированию в ранние стадии палеозойского тектогенеза приразломных прогибов с очагами нефтегазообразования, а в более поздние — инверсионных мегавалов и валов с зонами нефтегазоаккумуляции (Лыжско-Кыртаельского, Мутноматерикового, Колоколморского, Шапкина-Юрьяхинского, Колвинского, Сорокина и др.). К таким мобильным структурам байкальского фундамента принадлежат Печоро-Колвинский мегаблок, расположенный на западе Печороморско-Большеземельского геоблока, и, по-видимому, Варандей-Адзвинский и Гуляевско-Алексеевский блоки на его востоке, а также блоки на территории Предуральского прогиба.

С блоками байкальской консолидации связано заложение и развитие основных тектонических элементов ТПОБ — Тиманской гряды, Ижма-Печорской синеклизы с Нерицкой и Ижемской ступенями, Омра-Лыжской седловиной; Малоземельско-Колгуевской моноклинали, включающей Восточно-Колгуевскую структурную область; Печоро-Колвинского авлакогена; Хорейверско-Печороморской синеклизы с Русской моноклиной и Хорейверской впадиной; Гуляевско-Адзвинской структурно-тектонической мегазоны и ее составляющих зон — Гуляевско-Алексеевской и Варандей-Адзвинской; Припайхойско-Южно-Приновоземельского мегапрогиба (перикратона) с Южно-Приновоземельским прогибом, Вашуткина-Талотинской и Русановской складчато-надвиговыми зонами; Кортаихинской впадиной; поперечных поднятий и впадин Предуральского прогиба; Западной и Центральной зоны Северного и Полярного Урала; Пай-Хоя, а также самого северного тектонического элемента ТПОБ — Северо-Печороморской моноклинали.

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ КОМПЛЕКСЫ

Составными фрагментами формаций, участвующих в строении структурных этажей осадочного чехла, являются нефтегазоматеринские горизонты (НГМГ) и природные резервуары (ПР), подчиненные закономерностям циклической седиментации. Приуроченные к структурным этапам с благоприятными для нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции обстановками формации могут рассматриваться в единственном числе или объединенными как региональные нефтегазоносные комплексы (НГК).

В осадочном чехле ТПОБ по распределению залежей УВ с учетом литолого-фациального и геохимического состава формаций, свидетельствующего о наличии или отсутствии НГМГ и ПР, выделяется десять НГК [Белонин и др., 2005]. По генетической принадлежности залежей НГК разделяются на сингенетичные (первично-нефтегазоносные) с НГМГ и ПР и эпигенетичные (вторично-нефтегазоносные), включающие преимущественно лишь ПР. Обогащение органическим веществом (ОВ) морских формаций, т.е. формирование НГМГ, в случае шельфовой седиментации связано с трансгрессивными и регрессивными фазами циклов разных порядков, тогда как осадки инундационных и эмерсивных фаз практически не бывают обогащенными ОВ. К трансгрессивным обогащенным горизонтам можно отнести низы S_{1l} , D_2 , D_3tm , а к регрессивным — S_{1w} , S_2 , D_1 , доманиковую формацию D_3-C_{1t} и P_{1ar-k} .

Характеристика нефтегазоматеринских горизонтов представлена в табл. 1.

Необходимым условием генерации УВ наряду с наличием обогащенных ОВ формаций является определенная степень его катагенеза, обусловленная геотермическим режимом. В ТПОБ установлена так называемая сокращенная («субдонецкая») зональность катагенеза ОВ (табл. 2). На северо-востоке бассейна (Кортаихинская впадина и прилегающие районы) зональность катагенеза более растянута.

Рассмотрение литологического состава, объемов, расчленности нефтегазоносных комплексов вместе с нефтегазоматеринскими горизонтами и оценкой возможностей миграции УВ позволяют оценить собственно их перспективы и перспективы вышележащих комплексов.

Нижнеордовикский терригенный комплекс (O_1) представлен обломочными и эффузивными породами базальной части осадочного чехла ТПОБ, которые относятся к формациям дельтово-аллювиальной равнины и рифтов. НГМГ в породах комплекса не обнаружены. Пористость песчаников убывает к востоку от 22 до 6 %.

Средневерхнеордовикско-нижнедевонский карбонатный комплекс ($O_{2-3}-D_1$). НГМГ в комплексе выделяются на двух стратиграфических уровнях: в силуре и нижнем девоне. В силуре обогащенные ОВ пачки развиты в основании нижнего силура и в верхней его части (венлокские отложения), а также в верхнем силуре, где, как правило, они составляют около половины толщины отложений отдела. Наиболее обогащенными ОВ являются их глинистые разности.

Таблица 1. Основные характеристики нефтегазоматеринских горизонтов Тимано-Печорского бассейна

Возраст НГК	Возраст горизонта	Порода	Мощность, м	Диапазон градаций катагенеза	$C_{\text{орг}}$, % на породу	ХБА, % на породу (β)	Основные генетические типы ОВ	Био- и танатоценозы
O ₂₋₃ -D ₁	S ₁	Глинистые известняки и доломиты, мергели	50—200	МК ₂ ¹ —АК ₂₋₃	0.10—1.05 \bar{X} = 0.37 me = 0.30 mo = 0.15	0.002—0.08 (< 1—12)	Альгогенные сапропелиты, оксисорбосапропелиты	<i>Cyanophyta</i> , <i>Acritarcha</i>
	S ₂	»	50—400	МК ₂ ¹ —АК ₂	0.10—2.06 \bar{X} = 0.34 me = 0.25 mo = 0.14	0.004—0.06 (< 1—11)	»	»
	D ₁ l	Глинистые доломиты, мергели, аргиллиты, глинистые известняки	100—1000	МК ₂ ¹ —АК ₂	0.10—13.16 \bar{X} = 0.37 me = 0.39 mo = 0.15	0.002—0.9 (< 1—11)	Альгогенные сапропелиты, оксисорбосапропелиты, гумитосапропелиты	Альгопланктон, редкие остатки наземных растений
D ₂ —D ₃ f ₁	D ₂	Глины, аргиллиты, глинистые алевролиты	< 50—200	МК ₁ —АК ₁	0.10—2.36 \bar{X} = 0.66 me = 0.48 mo ₁ = 0.15 mo ₂ = 0.76	0.003—0.08 (< 1—6.5)	»	»
D ₃ f ₁₋₂	D ₃ tm—sr	Аргиллиты, глины, мергели, глинистые известняки	20—200	»	0.20—4.07 \bar{X} = 0.66 me = 0.41 mo ₁ = 0.26 mo ₂ = 0.97	0.005—0.35 (< 1—8.6)	»	Альгопланктон, споры папоротников, пыльца птеридосперм
D ₃ f ₂ —C ₁ t	D ₃ dm	Аргиллиты, кремнистые аргиллиты, мергели, глинистые известняки, горючие сланцы	10—100	»	0.11—30.28 \bar{X} = 4.95 me = 3.50 mo ₁ = 1.43	0.008—1.6 (0.1—11)	Альгозоогенные сапропелиты	<i>Pteropoda</i> , <i>Tasmanites</i> , <i>Acritarcha</i>
	D ₃ f ₂ —C ₁ t	Мергели, аргиллиты, глинистые известняки, редко горючие сланцы	40—300	ПК ₃ —АК ₁	0.10—21.65 \bar{X} = 1.00 me = 0.30 mo = 0.34	0.005—0.5 (< 0.1—12)	Сапропелиты, оксисорбосапропелиты	Альгопланктон, <i>Pteropoda</i>
P ₁ тер.	P ₁ ar	Глинистые известняки, мергели, аргиллиты, алевролиты, на юге глинистые доломиты	< 50—1000	ПК—АК ₂₋₃	0.04—3.04 \bar{X} = 0.78 me = 0.70 mo ₁ = 0.36 mo ₂ = 0.88	0.006—0.07 (0.5—5)	Гумитосапропелиты, сапропелитогумиты, оксисорбосапропелиты	Остатки листовой флоры, пыльцы, планктонных алыг
	P ₁ k	Аргиллиты, глины, алевролиты, мергели, угли	50—700	»	0.20—25.00 \bar{X} = 1.14 me = 1.00 mo = 0.78	0.06—0.03 (0.1—3.5)	Гумитосапропелиты, сапропелитогумиты, гумиты	Остатки листовой флоры, спор, пыльцы наземных растений

В нижнем и верхнем силуре выделены НГМГ субдоманикоидного характера, хотя определенную долю составляют и доманикоидные породы (см. табл. 1).

Силурийские НГМГ развиты на большей части ТПБ, за исключением запада. В пределах Печороморской части отложения силура вскрыты в единичных скважинах и не на полную мощность, однако по результатам проведенных работ выделена зона их развития (совместно нижнего и верхнего силура) с учетом экстраполяции геохимических параметров с суши. В силурийской части НГК катагенез ОВ изменяется в диапазоне МК₂¹—АК₂₋₃; наиболее низкий катагенез — на отдельных участках Ижма-Печорской синеклизы, наиболее высокий — в пределах Печоро-Кожвинского мегавала, Харьгинского вала и Предурального прогиба; в печороморской части — от МК₃ до АК₃.

Таблица 2. **Размерность катагенетической шкалы палеозоя Тимано-Печорского бассейна и сопоставление ее с оптическими показателями витринита**

Подстадия катагенеза	Интервал глубин максимального погружения при максимальном тепловом потоке, км		Градации катагенеза	Отражательная способность витринита, %	
				R^a	R^0
Протокатагенез	до 1.0 1.0—1.5		ПК ₁₋₂ ПК ₃	до 7.0	до 0.50
Мезокатагенез	1.5—2.4	Главная зона нефтеобразования	МК ₁	7.0—7.6	0.50—0.65
	2.4—2.8		МК ₂ ¹	7.6—7.9	0.65—0.73
	2.8—3.2		МК ₂ ²	7.9—8.2	0.73—0.83
	3.2—3.8	»	МК ₃	8.2—9.0	0.83—1.12
	3.8—4.1		МК ₄	9.0—9.8	1.12—1.51
4.1—4.4	МК ₅		9.8—10.7	1.51—1.98	
Апокатагенез	4.4—5.0		АК ₁	10.7—11.5	1.98—2.45
	5.0—6.5		АК ₂₋₃	11.5—14.0	2.45—5.50

В нижнем девоне НГМГ представлен глинисто-карбонатными пачками на уровне лоховского яруса; он развит во впадинах Предуральского прогиба, Печоро-Колвинском авлакогене и Варандей-Адзвинской структурной зоне. В акваториальной части, вероятно, развит только на востоке. В нижнем девоне диапазон градаций катагенеза тот же; только в структурах авлакогена и Предуральского прогиба преобладает АК₁; градации МК₂ характеризуют восточную часть Большеземельского палеосвода и Варандей-Адзвинскую зону. В результате в данном НГК выделяются три достаточно развитых НГМГ [Баженова и др., 2008].

Природные резервуары отмечены по всему разрезу НГК, наибольшая емкость (15—20 %) в подвзвнутых эрозии слоях нижнего силура и регрессивных нижнего девона.

Среднедевонско-нижнефранский терригенный комплекс (D₂—D₃f¹). Наибольший объем НГМГ в рассматриваемом комплексе установлен в палеорифте на месте современных Печоро-Кожвинского мегавала и Среднепечорского поперечного поднятия. Вторая зона развития находится на месте современного Мичаю-Пашнинского вала. В печороморской части НГМГ, вероятно, отсутствует или имеет небольшое развитие в локальных впадинах. Тип ОВ гумито-сапропелитовый. НГМГ представлен темноцветными аргиллитовыми пачками эйфельского и живетского ярусов. Катагенез ОВ соответствует диапазону МК₁—АК₁, наибольший — в авлакогене и Предуральском прогибе, наименьший — в пределах Ижма-Печорской синеклизы [Баженова и др., 2008].

Комплекс содержит латерально выдержанные ПР со средне- и высокеемкими песчаниками (9—22 %).

Нижнесреднефранский карбонатно-терригенный комплекс (D₃f¹⁻²) имеет более широкое распространение по сравнению с подстилающим НГК.

Этот комплекс, представленный тиманскими аргиллитами и саргаевскими глинистыми известняками, по существу целиком представляет собой НГМГ. Нефтегазоматеринскими свойствами породы комплекса обладают почти повсеместно, за исключением северо-запада. Наибольшие концентрации ОВ сосредоточены на юге Ижма-Печорской синеклизы, юге Колвинского мегавала и в Варандей-Адзвинской зоне. Диапазон катагенеза и размещение зон принципиально аналогичны таковым в предыдущем НГК [Баженова и др., 2008].

Коллекторские свойства уступают подстилающему комплексу. Регионально распространенные тиманские аргиллиты являются флюидоупором не только для среднедевонских и нижнефранских ПР, но и для коллекторов в O₂₋₃—D₁.

Доманиково(семилукско)-турнейский терригенно-карбонатный комплекс (D₃f²—C₁t). НГМГ сосредоточены в двух литолого-фациальных подразделениях НГК — доманиковой свите, представляющей собой конденсированные кремнисто-глинисто-карбонатные осадки относительно глубоководной впадины, и отложениях, заполнивших эту впадину.

Наблюдается закономерность увеличения возрастного диапазона НГМГ с запада на восток (от D₃sm до D₃sm—C₁t). Подошва формации изохронна, кровли — диахронна. По концентрации ОВ этот НГМГ является наиболее богатым. Размещение концентраций C_{орг.} в данном НГМГ и границы расширения его стратиграфического объема показаны на рис. 3. В соответствии с выполненными работами по морской части ТПОБ нефтегазоматеринские горизонты, вероятно, имеют развитие и в Коротаихинской впадине, и в морской части. Диапазон катагенеза ОВ в этом НГК весьма широк: АК₁ лишь в Предуральском прогибе, в авлакогене — МК₃—МК₅, на остальной территории — МК₁—МК₂. В печороморской части диапазон катагенеза ОВ — МК₂¹—АК₂.

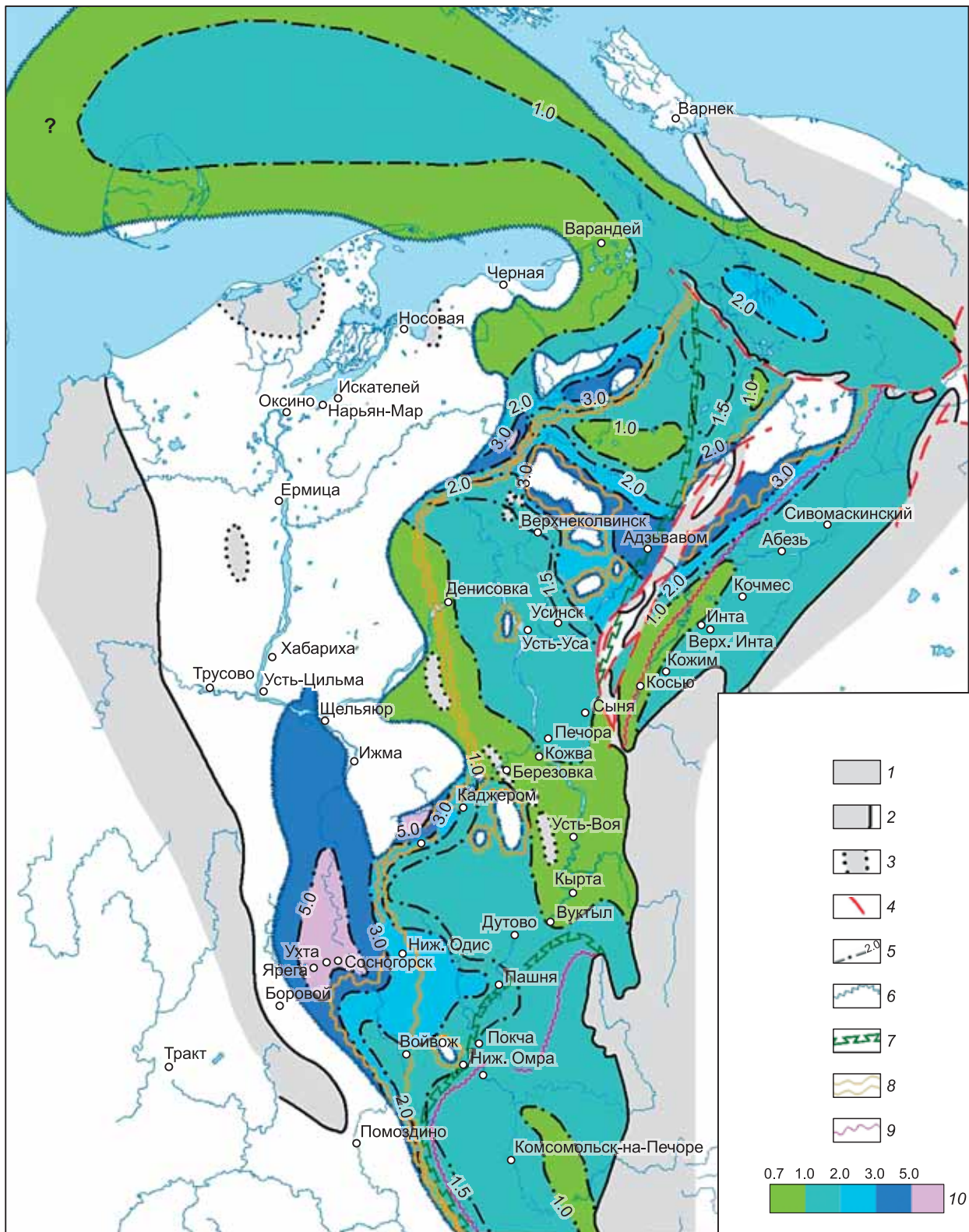


Рис. 3. Карта осредненных концентраций ОВ ($C_{орг.}$) в отложениях D_3f^2 — C_{1t} Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна.

1 — области отсутствия отложений; 2 — обобщенный контур современного размыва отложений; 3 — граница древнего размыва отложений; 4 — дизъюнктивные нарушения; 5 — линии равных концентраций $C_{орг.}$ (% на толщ); 6—9 — фронтальные границы замещения депрессионных отложений рифогенными и банковыми: 6 — D_{3sm} , 7 — D_{3fm}^1 (zd), 8 — D_{3src} , D_{3uch} (в общем D_3f^2), 9 — D_{3fm}^2 ; 10 — шкала концентраций $C_{орг.}$ (% на толщ).

В комплексе широко развиты и природные резервуары, связанные в первую очередь с барьерными рифами, островными органогенными образованиями, одиночными постройками, пластами их облекания и песчаниками клиноформ толщи заполнения.

Нижнесредневизейский угленосно-терригенный комплекс (C_1v^{1-2}). НГМГ, как и сам комплекс, развит весьма локально. Мелководно-морские фации окаймляют Предуральский прогиб и представлены преимущественно аргиллитами и глинами, а переходные континентально-прибрежные имеют более широкое распространение. В морских глинистых породах ОВ сапропелево-гумусовое. Угленосные отложения визейского яруса можно рассматривать как газоматеринские, которые развиты лишь во внешней части впадин Предуральского прогиба, а также в пределах Печоро-Кожвинского мегавала в Печоро-Колвинском авлакогене.

Верхневизейско-нижнепермский карбонатный комплекс ($C_1v^2—P_1$). Толщ с повышенным содержанием ОВ комплекс не содержит. Содержание $C_{орг.}$ не превышает 0.1 %. Степень катагенеза на большей части ТПОБ — MK_1 и лишь на севере Печоро-Колвинского авлакогена и в Предуральском прогибе она увеличивается соответственно до MK_2 и $MK_2—MK_5$.

Комплекс является эпигенетично нефтегазоносным, содержит разнотипные природные резервуары — пластовые, массивные, литологически ограниченные. Пористость карбонатов достигает 15—20 %.

Нижнепермский галогенно-карбонатно-терригенный и угленосно-терригенный комплекс (P_1). Морские терригенно-карбонатные отложения артинского яруса (P_1) в платформенной части бассейна и в южной части Предуральского прогиба и прибрежно-морские терригенные в северной его части обогащены ОВ смешанного сапропелево-гумусового состава с различным соотношением слагающих его компонентов.

Терригенные паралические отложения P_{1k} обогащены смешанным существенно-гумусовым ОВ в северной части бассейна — к северо-востоку от Печоро-Кожвинско-Седухинского геоморфологического барьера, где они соответствуют гумидной фации. К югу от названного барьера господствовали аридные условия и формировались лагунные осадки, в Верхнепечорской впадине наряду с терригенными — сульфатные и соленосные. Сероцветные гумидные кунгурские отложения глинисто-алевритового состава (за исключением алевритопесчаных пластов) можно рассматривать как нефтегазоматеринские. В печороморской части бассейна НГМГ P_{1a} и P_{1k} картировались и оценивались совместно. Катагенез ОВ в платформенной части $PK_3—MK_1$, во впадинах Предуральского прогиба (включая Коротаихинскую) — $MK_1—MK_5$, в печороморской части — $MK_1—AK_1$.

Основной тип коллектора в природных резервуарах флишоидной молассовой формации — трещинный и порово-трещинный.

Верхнепермский красноцветный терригенный и сероцветный угленосно-терригенный комплекс (P_2). Сероцветные угленосные породы комплекса верхнепермского НГК содержат смешанное и преимущественно гумусовое ОВ, а также пласты угля. Катагенез ОВ в верхней перми возрастает к внутренней зоне Предуральского прогиба, где достигает градаций $MK_3—MK_4$ и даже MK_5 . В акваториальной части ТПОБ, где отложения НГК представлены в значительном объеме морскими фациями, его возможности в отношении генерации жидких УВ резко возрастают. Красноцветные отложения включают лишь ПР. Проницаемость полимиктовых песчаников определяется нижними границами пористости 12—15 %.

Триасовый терригенный комплекс (Т). В аллювиально-дельтовых и озерных отложениях содержание $C_{орг.}$ минимальное. НГМГ отсутствуют. Повсеместно развиты лишь ПР, емкостные свойства которых выше, чем у песчаников верхней перми.

Во ВНИГРИ (г. Санкт-Петербург) на основании выполненного расчетного моделирования нефтегазогенерации — эмиграции различными типами ОВ, характерными для НГМГ ТПБ, и геохимического картирования были подсчитаны масштабы эмиграции УВ. Результаты приведены в табл. 3 (сухопутная часть).

С учетом печороморской части суммарные цифры масштабов эмиграции по всему ТПОБ оценены по жидким УВ — 1905.52 млрд т, по газообразным УВ — 799.22 трлн nm^3 . Отношение нефть/газ составляет 2.38.

Основные очаги нефтегазообразования связаны с Предуральским прогибом, Печоро-Колвинским авлакогеном и ЮВ частью Ижма-Печорской синеклизы. В пределах Печорского моря наиболее продуктивный очаг нефтегазообразования связан с его северо-восточной частью. Продуктивность очага, естественно, определяется сочетанием концентрации ОВ, его типа, зрелости и мощности НГМГ.

Нефтегазообразование в пределах и территории, и акватории ТПБ закончилось к концу триаса, несмотря на юрско-четвертичные погружения на севере, поскольку произошло падение теплового потока и, соответственно, снижение температур.

Таблица 3. Масштабы эмиграции УВ из нефтематеринских горизонтов Тимано-Печорского бассейна

Возраст горизонта	Площадь развития, тыс. км ²	Масштаб эмиграции		Эмиграционное соотношение нефть/газ	Плотность эмиграции	
		нефти, млрд т	газа, трлн м ³		нефти, млн т/км ²	газа, млрд м ³ /км ²
S ₁ + S ₂ + D ₁ l	210.8	568.2	220.7	2.57	0.024—14.559	0.005—5.611
D ₂	135.9	167.3	66.4	2.52	0.013—3.256	0.011—1.309
D ₃ tm—sr	235.5	109.2	44.4	2.46	0.016—1.850	0.014—0.713
D ₃ dm(sm)—C ₁ t	189.4	410.5	114.8	3.60	0.033—7.890	0.01—2.458
P ₁ ar—k	126.2	172.4	124.5	1.38	0.004—7.092	0.008—8.982
Σ PZ	—	1427.6	570.8	2.50	—	—

ТИПИЗАЦИЯ НЕФТЕЙ

Несмотря на разнообразие физико-химических свойств нефтей, можно выделить несколько их типов (семейств), приуроченных к вполне определенным НГК. Эти формационно-генетические типизации в обобщенном и упрощенном виде представлены пятью семействами нефтей (табл. 4).

Каждое семейство нефтей, характеризуемое общими для сингенетичного ему нефтегазоносного комплекса геохимическими показателями, состоит из ряда генотипов, которые отражают состав ОВ определенного НГМГ, катагенетические и другие условия генерации, эмиграции и миграции в пределах конкретного очага нефтегазообразования и вне его. Эта интегрированная формационно-генетическая типизация в виде семейства нефтей используется для обобщенного анализа условий формирования залежей и зон нефтегазоаккумуляции.

Нефти при формировании и переформировании залежей подвергались воздействию вторичных процессов, изменивших их первоначальный физико-химический состав. Данное обстоятельство позволило установить дополнительные подтипы нефтей: гипергенный, палеогипергенный и катагенный, а также различать нефти начальных и конечных этапов главной фазы нефтеобразования (ГФН).

Дополнительным подтверждением генерационной принадлежности того или иного семейства нефтей к определенному НГК в условиях ТПНГБ служит классификация Т.А. Кирюхиной [1995], основанная на распределении *n*-алканов и изопренов (рис. 4). Тип I этой классификации характерен для нефтей из залежей нижнего девона на Возейском и Усинском валах Печоро-Колвинского авлакогена, II — на валах Сорокина, Гамбурцева, Сарембой-Леккейягинском Варандей-Адзьвинской структурной зоны. Источником нефтей типа II, вероятно, были гумитосапропелиты (второй максимум более тяжелых *n*-алканов). Оба типа сингенетичны своему комплексу. Ряд УВ показателей этих нефтей совпадают с таковыми в синбитумоидах отложений нижнего девона.

Нефти семейства В, относящиеся к D₂—D₃f¹, включают три разновидности — тяжелые (0.928 г/см³) Ухто-Ижемского вала, облегченные (0.853 г/см³) Ижма-Печорской синеклизы и легкие (0.825 г/см³) Печоро-Колвинского авлакогена. Нефти первой и второй разновидностей принадлежат III типу, а последней — IV. Оба типа нефтей семейства В сингенетичны D₂—D₃f¹. Источником УВ для них послужило ОВ смешанного типа (гумитосапропелиты). Нефти IV типа катагенетически более превращенные. Нефти семейства Г, сингенетичные доманиковой формации (D₃f²—C₁t), отнесены к V типу. В них отмечен полный ряд алканов и изопренов. Источником УВ является альгозогенное ОВ. Несколько отличаются по хроматографической характеристике нефти из доманиковой формации в Хорейверской впадине. Они утяжеленные и тяжелые (0.883—0.931 г/см³), содержат много асфальтенов (4—10 %), сернистые (1.3—1.9 %), малосернистые (до 2 %). Вероятно, по сравнению с нефтями V типа Ижма-Печорской синеклизы, Печоро-Колвинского авлакогена и особенно Верхнепечорской впадины Предуральяского прогиба, представленных УВ всех этапов генерации (вплоть до окончания ГФН), нефти доманика Хорейверской впадины можно считать «незрелыми». Они представлены УВ первой половины ГФН.

Расчетное моделирование нефтегазогенерации и региональный подсчет масштабов эмиграции УВ показали, что на НГМГ силура—девона приходится 88 % эмигрированной нефти. На НГМГ вышележащих комплексов, в основном нижнепермского, соответственно лишь 12 %. Можно утверждать, что залежи нефти в карбонатных отложениях карбона, в красноцветных отложениях перми и триаса в континентальной части ТПНГБ своего генетического источника не имели. Все они являются вторичными.

В верхневизейско-нижнепермском и триасовом НГК северной части Печоро-Колвинского авлакогена (северные месторождения Шапкина-Юрьяхинского вала, Денисовского прогиба и Колвинского мегавала) выделены нефти VI типа. Их основу составляют циклоалкановые УВ. Это легкие и средние нефти (иногда утяжеленные в верхних терригенных НГК) с большим количеством бензинов (до 35 %) и малым — асфальтово-смолистых компонентов (до 5 %). Глубины залегания залежей с нефтями VI типа

Таблица 4.

Формационно-генетическая типизация нефтей

Семейства нефтей	Подразделение НГК с НГМГ	Тип органического вещества	Генетический индекс						Физико-химическая характеристика				
			ΣC_{ar} , %	Б/Н	Pr/Ph	$\frac{Pr+Ph}{C_{17}+C_{18}}$	$\frac{C_{30}}{C_{27}}$	$\frac{C_{27}-C_{28}}{C_{27}-C_{29}}$	плотность, г/см ³	бензин, об. %	парафин, мас. %	смолы + асфальтены, мас. %	сера, мас. %
А	O ₂₋₃ —S ₁	С	45	3	~ 1	1.6	—	0.18	0.82—0.88	25	6.8	7.3	0.31
Б	S ₂ —D ₁	С	20	1.8	0.9—1.02	0.3	< 8	0.59	0.83—0.92	8—31	1.0—1.4	4—28	0.2—1.2
В	D ₂ —D ₃ f ¹	ГС	32	1.5	1.1—1.3	0.6—1.1	7—12	0.49—0.5	0.83—0.94	2—37	0.4—33	2—19	0.06—0.6
Г	D ₃ dm	С	—	—	0.7—1.03	0.6—1.5	4—7	> 0.5	0.85—0.87	18—21	3.5—5.7	9.0—12.8	0.04—1.0
Д	D ₃ f ³ —C ₁ t	ГС	52	1.2	0.7—1.2	0.4—1.4	10—100	0.48—0.51	0.81—0.92	7—34	1.6—21	2.4—23.3	0.2—3.7

Примечание. Типы органического вещества: С — сапропелевое, Г — гумусовое. C_{ar} — ароматические углеводороды; Б/Н — отношение бензольных циклов к нафтеновым циклам; Pr/Ph — отношение пристана к фитану.

не превышают 2.5 км. Однако их характеристики отвечают достаточно высокой катагенетической превращенности, заведомо превышающей таковую у ОВ вмещающих пород. Не исключено, что вероятный источник нефтей VI типа расположен в акватории Печорского моря. Скорее всего, это глинисто-карбонатные отложения артинского яруса нижней перми, нефтематеринские свойства которых в северном направлении улучшаются как по исходному ОВ (возрастает доля сапропелитов), так и по реализации нефтематеринского потенциала (возрастает зрелость ОВ вследствие увеличения толщины, прежде всего, мезозойских отложений).

Среди нефтей терригенных комплексов триаса и средней—верхней перми на севере ТПНГБ выделяется VII тип, характеризующийся наличием полного ряда *n*-алканов и изопрепанов, но концентрации их невелики (см. рис. 4). Эти нефти известны в Варандей-Адзвинской зоне (вал Сорокина). Нефти тяжелые (0.891—0.943 г/см³), высоковязкие, сернистые и высокосернистые (до 3 %), цикланового основания, с большим содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов (25—35 %). В некоторых нефтях верхнего терригенного комплекса на хроматограммах пики *n*-алканов и изопренанов вообще не проявлены. Большинство нефтей средневерхнепермского и триасового терригенных НГК принадлежащих, видимо, к семейству Е, несут на себе следы гипергенеза, в том числе биодеградации.

Представленные в табл. 2 и 4 основные геохимические параметры позволяют наряду с палеотектоническим анализом проследить заложение и развитие в ТПНГБ очагов нефтегазообразования и областей (ареалов) нефтегазоаккумуляции в палеобассейнах гетерогенного ТПОБ вплоть до образования современного ТПНГБ.

Зарождение очагов нефтегазообразования в ТПОБ относится к раннепалеозойской (каледонской) эпохе, когда обозначились Западно-Колгуевский прогиб на месте шельфовой половины Нарьян-Марской моноклинали; палеовпадины, впоследствии инверсированные в Гуляевско-Алексеевскую и Варандей-Адзвинскую структурные зоны; приразломные прогибы будущего Печоро-Колвинского авлакогена; а на востоке — Приуральский перикратон. Толщина осадков в этих структурах достигала 3.5—4.0 км, но процессы генерации жидких УВ происходили лишь в нижней части (O₂₋₃—D₁) НГК на глубинах более 1.5 км. В результате латеральной миграции к началу позднего девона ареалы нефтенакопления нефтей семейства А появились на западном склоне Большеземельского палеосвода (Хорейверская впадина), Лайском палеовалу (Денисовская впадина Печоро-Колвинского авлакогена), Русском погребенном валу и с малой вероятностью на западе Бугринского поднятия (Нарьян-Марская моноклинали). Отсутствие региональной тиманской (нижнефранской) покрывки, во многом определившей формирование зон нефтенакопления последующих тектонических эпох в отложениях силура — нижнего девона, позволяет предполагать в пределах перечисленных структур лишь небольшие «тупикивые залежи». На востоке ТПОБ в условиях перикратонного опускания нефтегазообразование происходило в силурийских НГМГ.

В течение раннегерцинской стадии (средний девон—турне) ОНГО расширили свои контуры. Верхнеордовикские и нижнесилурийские отложения оказались в области перикратона на глубинах более 4.5 км, допускающих вероятность не только газоконденсатообразования, но и газообразования. Такие же условия возникли в грабенообразных прогибах авлакогена. Процессами газообразования здесь были затронуты не только отложения O₂₋₃—D₁, но и самые нижние слои (D₂—D₃f¹) НГК. В грабенах также происходило и нефтеобразование в D₂—D₃f¹ (глубины более 2.0 км). Внеочаговые и внутриочаговые области и зоны нефтегазоаккумуляции контролировались палеоструктурами, многие из которых сохранили свою морфологию от каледонской эпохи. Формирование зон нефтегазоаккумуляции в D₂—D₃f¹ обеспечивалось также далекой латеральной миграцией по хорошо выдержанным песчаниковым плас-

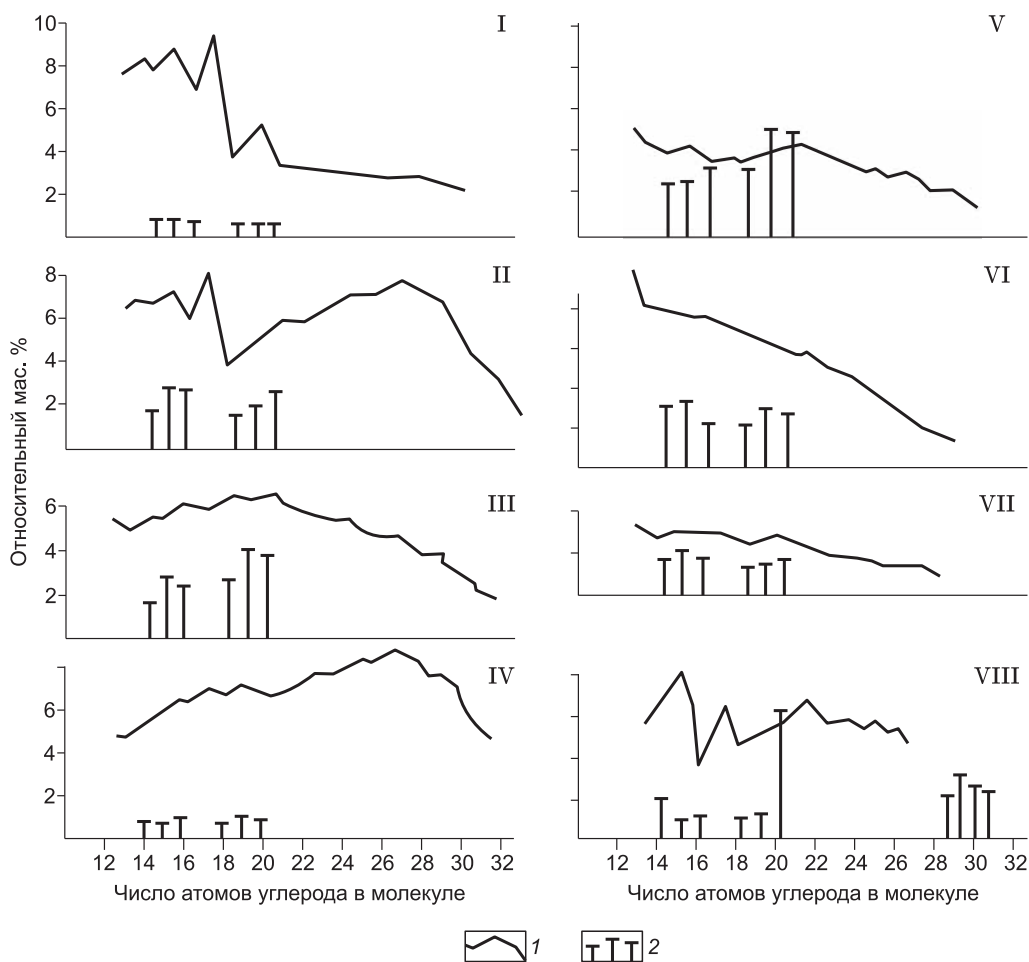


Рис. 4. Молекулярно-массовое распределение *n*-алканов (1) и изопренанов (2) в высококипящих фракциях нефтей различных геохимических типов (I—VIII), по [Кирюхина, 1995].

там-коллекторам. В карбонатных пластах O_3 — D_1 и D_3f^2 — C_1t возможности латеральной миграции были ограничены, за исключением поверхности предфранского несогласия и зон развития рифов. Подвижки по разломам раннефранского и предвизейского времени благоприятствовали вертикальной миграции, в том числе из O_3 — D_1 и D_2 — D_3f^1 .

В Колвинском грабене первые порции генерированной в отложениях верхнего силура—нижнего девона нефти семейства Б по обновленной Восточно-Колвинской системе разломов попадали в среднедевонско-нижнефранские пласты песчаника, а из них в оказавшиеся на одном гипсометрическом уровне карбонаты верхнего ордовика — нижнего силура на восточном выдвинутом по разлому Хорейверском плече грабена. Тем самым к началу визе было положено формирование месторождений в западной приразломной части Хорейверской впадины под тиманской покрывкой. Другим источником нефти семейства Б для Большеземельского свода, превратившегося в крупнейшую межочаговую область (ареал) аккумуляции, остался прогиб (с Хайпудырской мульдой) на территории Варандей-Адзвинской зоны. Менее активным по динамике погружения был очаг нефтеобразования в палеопрогрибах Гуляевско-Алексеевской зоны, откуда нефть семейства Б, а возможно, и А поступала в ловушки Русского палеовала. Помимо западного вектора миграции нельзя исключать и его восточное направление, которое способствовало заполнению ловушек на северо-восточных плечах грабеновых палеоструктур Варандей-Адзвинской и Гуляевско-Алексеевской зон, а также на обозначившихся внутриочаговых Сарембой-Леккеягинском и Мядсей-Медынском палеоподнятиях.

Возникновение очагов нефтегенерации в нижнем силуре Печоро-Кожвинского палеопрогриба (палеограбена) могло произойти в доманиковое время (средний фран). Какое-то количество жидких УВ семейства А поступало по разломам Подчерем-Каменской системы в ловушки верхних слоев нижнего палеозоя, но в основном в среднедевонские пласты палеограбена. Северо-восточное пологое плечо одно-стороннего Печоро-Кожвинского палеограбена оказалось более благоприятным для аккумуляции и со-

хранности УВ, которые в дальнейшем внесли свой вклад в нефтегазовый потенциал Печоро-Кожвинского мегавала и Среднепечорского поперечного поднятия. К завершению раннегерцинской стадии в главную зону нефтеобразования (ГЗН) полностью погрузились породы $D_2—D_3f^1$ и нижней части $D_3f^2—C_1t$. Возможность поступления генерированного нефтегазоматеринскими горизонтами $O_{2-3}—D_1$ газа в нефтяные палеозалежи $D_2—D_3f^1$ не исключает образования в ранневизейское время на территории Печоро-Кожвинского мегавала и Среднепечорского поднятия вторичных нефтегазоконденсатных залежей.

В раннем карбоне на юго-востоке Ижма-Печорской синеклизы отмечено появление структурных форм, в которых могли появиться залежи в результате дальней латеральной миграции нефтей семейств Б и, возможно, В по хорошо проницаемым пластам среднедевонско-нижнефранских резервуаров и подстилающих их силурийских со стороны перикратона и Среднепечорского ОНГО. Среди возможных очагов нефтегазообразования раннегерцинской стадии нельзя исключить Западно-Колгуевский прогиб с девонскими терригенными формациями. Преимущественно гумусовый состав ОВ отдает предпочтение газовой фазе среди генерируемых УВ. Область аккумуляции газа и в малых количествах конденсата ограничивались западным склоном Бугринского погребенного поднятия.

Среднегерцинская стадия тектогенеза (визе—поздний карбон) — помимо дополнительного вовлечения отложений $O_{2-3}—D_1$, $D_2—D_3f^1$ и $D_3f^2—C_1t$ в ГЗН, а глубже 3.5 км в ГЗГ — характерна началом формирования многих ЗНГН. Это объясняется тем, что начавшаяся конвергенция Уральского подвижного пояса распространялась и на Тимано-Печорскую плиту, вызвав начало инверсии Печоро-Колвинского авлакогена, а также возникновение палеоподнятий на пассивной окраине вблизи зарождавшегося Предуральского краевого прогиба, в Варандей-Адзвинской структурной зоне и на Тимане.

К концу позднего карбона — началу ранней перми появились локальные структуры будущего Колвинского мегавала. Генерированная из отложений $O_{2-3}—D_1$, $D_2—D_3f^1$ нефть семейств А и В заполняла терригенные резервуары среднего девона — нижнего франа в структурах инверсирующего Колвинского грабена и ордовикско-нижнесилурийских пластов в прилегающем блоке Хорейверской впадины. Инверсионные и конседиментационные подвижки на месте Печоро-Кожвинского палеопргиба в позднем карбоне способствовали образованию крупного одноименного палеосвода, включавшего также территорию современного Среднепечорского поперечного поднятия. В результате ближней латеральной миграции и перетоков УВ по инверсионным дизъюнктивам на палеовалах Печоро-Колвинского авлакогена были сформированы внутриочаговые ЗНГН с разнотипными нефтями (А и В) в палеозалежах.

В Варандей-Адзвинской и Гуляевско-Алексеевской структурных зонах завершение среднегерцинской стадии привело к положительным структурам на Вашуткино-Талотинской дизъюнктивной ступени вдоль приподнятого блока на месте современной Коротайхинской впадины, появлению Долгинско-Папанинского палеовала и структурного оформления Сарембой-Леккейягинского и Мядсей-Медынского палеовалов. Возможные ловушки палеоструктур в карбонатах $O_{2-3}—D_1$, песчаниках нижнего франа, рифах и других породах $D_3f^2—C_1t$ НГК принимали нефть семейств А и Б из продолжавшего действовать Гуляевско-Алексеевского и Хайпудырского очагов нефтеобразования. Последний был также основным источником пополнения нефтью нижедевонских «тупиковых» ловушек и верхнедевонских рифов с «пластами облекания» на далеком восточном погружении Большеземельского свода.

В течение каменноугольного периода нефть семейств А, Б, В с растворенным газом из НГМГ $O_{2-3}—D_1$, $D_2—D_3f^1$, D_3f^{1-2} в очагах нефтегазообразования Приуральского перикратона и востока Омра-Лыжской седловины, благодаря возможностям дальней внутриваловой миграции по литологически выдержанным высокопроницаемым песчаникам среднего девона — нижнего франа, достигали и заполняли ловушки в ареалах аккумуляции на юго-восточном склоне Ухта-Ижемского палеовала, Велью-Тебукском палеоподнятии и Омра-Сойвинской ступени. К началу перми в районах современных структур западного сегмента Омра-Лыжской седловины и Ухта-Ижемского вала образовались два крупных ареала нефтегазоаккумуляции — Велью-Тебукский и Верхнеижемский. Нефть и газ этих аккумулятивных образований в последующие стадии развития послужили основой для формирования месторождений Ухта-Ижемского, Велью-Тебукского и Омра-Сойвинского районов.

Сочетание условий активного нефте- и структурообразования в различных районах позволяет считать среднегерцинскую стадию первым значительным рубежом палеонефтегазоаккумуляции ТПОБ. С предпермскими и раннепермскими поднятиями завершающих фаз среднегерцинской стадии и вызванных ими процессами эрозии связано появление залежей гипергенно-измененных нефтей на палеоподнятиях юга Печоро-Колвинского авлакогена (Югидское, Печорогородское месторождения, Войское месторождение битумов) и Варандей-Адзвинской структурной зоны (Сарембой-Леккейягинская группа, вал Гамбурцева).

Тектоническая обстановка позднегерцинской стадии изменила условия нефтегазообразования и формирования ЗНГН в ТПОБ. Причиной тому послужили коллизионные и орогенные процессы в Уральском подвижном поясе. Тектонические напряжения и вызванные ими структурные перестройки проявились на всей территории осадочного бассейна. Наиболее полно они коснулись востока перикратона, где

находились ОНГО и уже появившиеся там ЗНГН. На месте перикратона формируются в течение позднего карбона—перми и триаса мигрирующие к западу складчато-надвиговые сооружения Урала и краевой Предуральский прогиб. Оказавшись на глубинах 4—7 км, очаги генерации превратились из нефтеносных и газоконденсатных в преимущественно газоносные. Это отразилось на составе УВ в тех ЗНГН восточных районов ТПОБ, куда мог мигрировать газоконденсат и главным образом свободный «сухой» газ из очагов, где образование газоконденсатов уступало место газам. Попадая в уже сформированные ЗНГН и растворяя имевшуюся там нефть, этот газ способствовал превращению зон в газоконденсатные. Уцелевшие УВ разрушенных ЗНГН мигрировали в пограничные с краевым прогибом структуры или же аккумуляровались ловушками складчато-надвиговых дислокаций.

Возможности для генерации нефти в пермской период оказались у O_{1-3} — D_1 и D_2 — D_3f^1 НГК на значительной части Омра-Лыжской седловины и Хорейверско-Печороморской синеклизы. Газообразование реализовывалось в прогибах авлакогена. Увеличили свое продуцирование отложения D_3f^2 — C_1t НГК. Значительный объем поступивших в ЗНГН УВ (особенно в C_1v — P_1) не смог там удержаться (или оказался гипергенно-измененным) из-за низкого качества покрышек. В это же время началось заполнение ловушек, рифогенных и облекающих их пластовых, в D_3f^2 — C_1t — как за счет поступления нефти из одновозрастных им пород (семейство нефтей Г и Д), так и за счет перетока из D_2 — D_3f^1 (Б). Эти процессы отмечаются на Омра-Лыжской седловине, Харьягинском валу, в Хорейверской впадине.

В течение пермского периода на фоне общего наращивания толщины осадочного чехла ТПНГБ в пределах Колвинского мегавала продолжались инверсионные подвижки. По Восточно-Колвинскому разлому в это время произошло воздымание фундамента с формируемым Колвинским мегавалом. Практически все его стратиграфические подразделения от среднего—верхнего девона до триаса включительно оказались гипсометрически выше своих аналогов в Хорейверском блоке. Вдоль плоскости разлома по соприкасающимся пластам и пачкам как по «ступеням» происходила вертикальная миграция УВ от силура—девона до верхней перми включительно с их одновременным латеральным продвижением в структуры на Колвинском мегавале и в приразломной части Хорейверской впадины. Эту фазу позднегерцинской стадии следует считать началом формирования в пределах Колвинского мегавала современных зон нефтенакопления за счет поступления в ловушки нефти семейств А, Б, В как из ОНГО, так и за счет расформирования или переформирования ранее образованных зон. В пластовых и массивных ловушках (C_1v^2 — P_1) нефть довольно часто подвергалась гипергенному воздействию из-за низкого качества покрышек. Струйные прорывы генерированного в силуре—нижнем девоне газа увлекали на своем пути вверх по разрезу жидкие УВ. Это способствовало более полной реализации потенциала нефтегазоматеринских пород всего нижнего палеозоя в погребенной Харьяга-Ярейюской синклинали.

В Варандей-Адзвинской зоне в предтриасовое время образовался крупный палеосвод, площадь которого включала не только ранее существовавшее Сарембой-Леккейягинское поднятие, но и участки, где впоследствии сформировались валы Сорокина и Гамбурцева. Глубина предтриасового размыва на этом палеосводе достигала нижнего и среднего карбона. Возможности для генерации нефти в перми оказались лишь у O_{2-3} — D_1 и частично у D_2 — D_3f НГК. Очаг нефтегазообразования находился в Хайпудыр-Междуреченской синклинали. Нефть из Хайпудырского ОНГО помимо отложений нижнего девона и силура поступала в карбонатные породы верхнего девона, нижнего и среднего карбона по разломам во время инверсионных подвижек. Однако предтриасовый размыв привел к разрушению залежей нефти, следы которых обнаружены в виде скоплений мальт и твердых битумов на участках Сарембой-Леккейягинского палеовала, а также в других структурах, охваченных крупным предтриасовым палеоподнятием. Следует отметить дополнительные поступления нефти из O_{2-3} — D_1 Хайпудырского ОНГО в «тупиковые» залежи Восточно-Хорейверской ЗНН. Продолжалось также поступление нефти в структуры Мядсей-Медынского палеовала и палеоловушки Гуляевско-Алексеевской структурной зоны.

На рубеже поздней перми—триаса произошли складчато-дизъюнктивные подвижки на Тимане, которые привели к началу формирования Ухта-Ижемского вала. Часть крупных нарушений рассекла Верхнеижемский ареал нефтегазоаккумуляции, разделив его на две гипсометрически удаленные части. Это событие повлекло переток нефти из опущенного блока в приподнятый. Но помимо перетоков нефти с выделявшимся растворенным газом из опущенных блоков «разорванного» Верхнеижемского ареала нефтенакопления в приподнятые, главным последствием этих восходящих подвижек было падение пластовых давлений в залежах, оказавшихся на относительно высоких гипсометрических отметках. Продолжение восходящих движений в течение триаса, а затем юры и кайнозоя усиливало в этих залежах выделение из нефти растворенного газа и приводило к ее выдавливанию из ловушек вверх по восстанию пластов в наиболее приподнятую Ухтинскую складку Ухта-Ижемского вала, где образовалась в среднедевонских песчаниках крупнейшая Ярегская залежь нефти. Эрозия свода Ухтинской складки отразилась на потере газовой шапки и привела к гипергенным процессам, которые сделали нефть, залегающую на глубинах 150—200 м, тяжелой.

В Предуралье процесс нефтегазообразования в триасе завершился появлением зон аккумуляции, непосредственно связанных с аллохтонными дислокациями Урала и краевого прогиба. Часть первичных (палео) зон аккумуляции автохтона претерпела полное разрушение. Однако установлено, что ЗНГН складчато-надвиговой системы сформировалась за счет перетоков газоконденсата и нефти во время тектонических подвижек из разрушенных палеозон в доорогенных НГК. Одновременно с газоконденсатом и нефтью в ловушки аллохтонной системы, сложенные доорогенными формациями, поступали дополнительные объемы газа как из глубокозалегающих НГК (O_2-D_1 , $D_2-D_3f^1$ и $D_3f^2-C_1t$), так и из нижнепермских флишоидных и молассовых отложений. Основные запасы газоконденсата и газа в аллохтонах связаны с антиклинальными ловушками фронтальных частей надвиговых систем, которые сложены $C_1v^2-P_1$, C_1v^{1-2} и частично $D_3f^2-C_1t$. В Верхнепечорской впадине с ее мощной сульфатно-соленосной покрывкой кунгура к перечисленным НГК присоединяется раннепермский НГК. В ЗНГН автохтона известны и могут быть обнаружены залежи нефти и газоконденсата до глубины 4 км, а свыше 4 км — залежи газа. Разновидность ЗНГН известна в поднадвигах Среднепечорского поднятия (Западно-Соплесское месторождение), гряды Чернышева (Ворга-Мусьюрская и Поварницкая площади). Благоприятные возможности для формирования залежей этих зон в доорогенный период впоследствии сочетались с тектонодинамическими процессами при активных резонансных подвижках.

Важным источником УВ для заполнения ловушек в визейско-триасовых нефтегазоносных комплексах на севере Печоро-Колвинского авлакогена и Малоземельско-Колгуевской моноклинали (Песчанозерский вал, Северо-Колгуевская структурная терраса), по-видимому, мог быть также очаг НГО в акваториальной части ТПОБ, где распространены мощные терригенные толщи перми в морских субаквальных фациях. Геохимические показатели состава газоконденсатов в залежах триасового комплекса этих ЗНГН свидетельствуют об их вторичности.

Схема нефтегазообразования и нефтегазонакопления в поздней перми—триасе в юго-восточной части Печоро-Колвинского авлакогена (Печоро-Кожвинский мегавал и его палеоструктурное продолжение в Предуральском краевом прогибе — Среднепечорское поперечное поднятие) представляется в следующем виде. «Накатывание» Предуральского краевого прогиба с его молассовыми пермотриасовыми формациями значительной (до 5.0 км) толщины вызвало погружение почти всего объема верхнедевонских отложений в ГЗН и среднедевонских в ГЗГ. Однако Печоро-Кожвинский мегавал и Среднепечорское поперечное поднятие выступали в качестве крупного ареала нефтегазонакопления. Предсреднепечорское складкообразование, произошедшее вследствие активных боковых напряжений, вызвало перестройку всей структуры Печоро-Кожвинского мегавала и Среднепечорского поднятия и, как следствие, формирование обновленной системы размещения ЗНГН. Заполнение ловушек УВ в этой системе происходило как за счет ранее существовавших и расформированных залежей, так и за счет дополнительных поступлений из нефтегазоматеринских горизонтов палеозоя и среднего девона, находившихся в ГЗГ, и верхнего девона, значительный объем которого продолжал оставаться в ГЗН. В среднем триасе территория Варандей-Адзвинской и Гуляевско-Алексеевской зон получила общий наклон в сторону Южно-Баренцевоморской впадины. Южная часть зоны оказалась в области денудации. Инверсионно-дизъюнктивные подвижки не только сформировали валы и структуры в ранней юре, но обеспечили перетоки нефти из активно действующего ОНГО и из палеозон нефтенакпления с ПР силура—девона в более молодые отложения до триаса включительно. Это перераспределение подтверждается составом нефтей в залежах, среди которых всегда присутствуют семейства А и Б. Не исключено, что ловушки в нижней перми и триасе одновременно с их ростом в средней юре—кайнозое также пополнялись нефтью семейства Е со стороны Печорского моря. Смещение разнотипных нефтей сопровождалось их гипергенными изменениями. Нефти в пермотриасовых ПР — тяжелые.

Блоковые перемещения изостатического периода (средняя юра — кайнозой) активизировали процессы фазовых изменений и качественного состава УВ в залежах. В первом случае это выделение газа в свободное состояние из растворенного с образованием газовых шапок в нефтяных залежах и чисто газовых залежей, во втором — смешение разнотипных нефтей в результате преимущественно вертикальной миграции (месторождения Колвинского мегавала — Возейское, Харьягинское и др.), появление их ретроградных и гипергенно-измененных разностей.

Анализ условий нефтегазообразования и нефтегазонакопления позволил проследить возникновение и дальнейшее развитие нефтегазовых систем (НГС) в нефтегазоносных комплексах в процессе эволюции ТПОБ и трансформации его в ТПНГБ. Под НГС нефтегазоносных комплексов в данном случае подразумевается присутствие УВ сингенетического или эпигенетического происхождения и их фазовый и физико-химический составы на различных стадиях тектонического развития бассейна. Особенности НГК в зависимости от образованных в их пределах НГС, характеризующихся качественными фазовыми соотношениями УВ, обеспечили историко-генетический подход к выделению ЗНГН и обоснованию закономерностей их размещения, особенно в недостаточно изученных районах ТПНГБ.

ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Исследования ВНИГРИ на территории Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна показали, что одним из наиболее важных факторов, определяющих возможность образования первичных зон нефтегазонакопления или «палеозон» нефтегазонакопления, является существование области аккумуляции — крупного положительного структурного элемента с широко распространенными природными (на одном или нескольких уровнях) резервуарами, контролируемые региональным или зональным флюидоупорами и сочлененного по латерали или вертикали с нефтегазоматеринскими горизонтами, во время периодов наиболее интенсивной генерации УВ.

В Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне представляется возможным различать следующие виды зон аккумуляции: структурные, тектонические, стратиграфические, литологические, рифогенные и их разновидности. При таком разнообразии выделенных зон 40 % контролируется высокоамплитудными линейно вытянутыми структурами (валами, мегавалами), которые расположены в тектонически-активных (мобильных) блоках земной коры (Печоро-Колвинский авлакоген, Варандей-Адзвинская структурная зона, краевые мегапрогибы Предуральский, Припайхойско-Южно-Приновоземельский) [Прищепа, 2008].

Формированию зон нефтегазонакопления предшествовали более крупные по площади ареалы (палеозоны) аккумуляции углеводородов, в качестве которых рассматриваются структурно или литологически обособленные геологические тела внутри осадочного чехла, обладающие в современном или палеоплане автономией флюидодинамической системы. Обычно эти системы объединяют коллекторские горизонты одного нефтегазоносного или гидрогеологического комплекса, реже двух-трех комплексов.

Понятие палеозоны аккумуляции углеводородов включает как автономию нефтегазоносных систем, образованных совокупностью нефтегазоматеринских толщ, путей миграции и резервуаров аккумуляции, так и развитием их в геологической истории, и этим они принципиально отличаются от «современных» зон нефтегазонакопления. И если на первый взгляд такая разница не кажется принципиально важной, то проведенный анализ истории погружений, воздыманий, инверсий, размывов, тектонических перестроек приводит к выводу, что как раз указанные процессы в существенной мере и являются определяющими для масштабов нефтегазоносности (сохраненных и переформированных скоплений УВ) и собственно перспективы современных зон нефтегазонакопления.

При типизации зон нефтегазонакопления в качестве определяющего признака рассматривались положение возможных флюидоупоров, контролирующих развитие ЗНГН из одного или нескольких НГК, и их сочетания в разрезе.

В соответствии с принципиальной генерационно-аккумуляционной моделью зоны нефтегазонакопления в ТПНГБ типизировались по положению в разрезе, количеству и взаимоотношению региональных ПР и флюидоупоров. Всю совокупность ЗНГН в пределах оцениваемого более крупного нефтегеологического элемента (например, нефтегазоносного бассейна) можно при этом разделить на однослойные, двухслойные, многослойные и по характеру их сочетаний отнести к сквозным, навешенным (бескорневым) и неунаследованным. Такая типизация позволяет уже на первом этапе выделения определять характер будущих поисковых систем [Прищепа, 2008].

По составу флюидов все зоны, как и месторождения углеводородов, можно разделить на сугубо нефтяные, смешанные, газовые и газоконденсатные.

В соответствии с разработанной методологией на территории и акватории ТПНБ на трех регионально-выдержанных уровнях (а также в пределах зонально-региональных флюидодинамических систем) — нижнем — под тиманско-саргаевской региональной, под визейской зонально-региональной, среднем — под серпуховской зональной и под артинско-кунгурской региональной покрывками и верхнем — над артинско-кунгурской региональной покрывкой — выделены зоны нефтегазонакопления: сквозные (в пределах трех основных уровней), многослойные (под артинско-кунгурской покрывкой), двухслойные (развитые в пределах двух комплексов) и однослойные (в пределах одного комплекса).

В условиях доминирующего структурного контроля большая часть сквозных и многослойных зон оказалась приуроченной к крупным зонам аккумуляции — современным или палеоподнятиям, преимущественно к крупным тектоническим структурам 2-го порядка (валам) и реже 1-го порядка (мегавалам). Двухслойные и однослойные зоны нефтегазонакопления обнаружались в основном в пределах тектонически относительно стабильных областей — моноклиналей и на склонах впадин, где они контролируются развитием природных резервуаров (рис. 5).

Зоны нефтегазонакопления, выделенные в пределах Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна, в том числе на его морском продолжении, характеризуются (при доминировании структурного фактора в областях аккумуляции) по сочетанию как многослойные и двухслойные с разделением на зоны унаследованного развития, навешенные (бескорневые) и сквозные.

К многослойным зонам (с развитием природных резервуаров в пределах трех или четырех комплексов) отнесено 18 зон, в том числе на суше — 10, на акватории Печорского моря — 8. Эти зоны явля-

ются наиболее простыми при опосредовании с точки зрения традиционного (структурного) направления, а также наиболее значимыми по объему аккумулированных ресурсов УВ. При этом они характеризуются существенно недоизученными отложениями глубокозалегающих комплексов. Последнее особенно свойственно зонам нефтегазоаккумуляции в пределах акватории Печорского моря.

Следует отметить, что использование рассмотренного подхода к выделению ЗНГН и, соответственно, их перспективам должно приводить к существенному перераспределению на этой основе как целевых комплексов поисков и разведки УВ, так и объемов геолого-разведочных работ. Особенно отчетливо эта тенденция будет выражена при начальных стадиях проведения геолого-разведочных работ и переходе к изучению новых (недоизученных) районов. В качестве негативного момента изложенного подхода можно отметить то, что существенная часть территории, ранее оцениваемой как перспективная, но расположенной вне зон нефтегазоаккумуляции (около 40 % для Тимано-Печорской провинции), отнесена к малоперспективным районам с низкой инвестиционной привлекательностью. Ниже эти выводы продемонстрированы на примере морского (Печороморского) продолжения ТПНГБ.

На основании рассмотрения нефтегазоносных систем и применения вышеуказанного подхода к выделению зон нефтегазоаккумуляции для морского продолжения Тимано-Печорской провинции предпринята попытка уточнения количественной оценки начальных суммарных ресурсов нефти и газа по акватории Печорского моря. Методика такой оценки разработана во ВНИГРИ и с успехом апробирована на примере Тимано-Печорской провинции [Прищепа и др., 2009; Прищепа, 2009]. Уточняющим отличием указанного подхода от метода геологических аналогий в традиционном понимании является сопоставление эталонных зон нефтегазоаккумуляции с выделенными, но не апробированными бурением, и, соответственно, сравнение их геологических параметров (для установления аналогий). Важным отличием также является раздельная количественная оценка в пределах зон нефтегазоаккумуляции и вне их.

Отличительной чертой количественной оценки, выполненной для зон нефтегазоаккумуляции, является то, что ресурсная база оценивается в них как покомплексно, так и в районах совмещения зон НГН разных комплексов по району в целом или в пределах укрупненного комплекса, ограниченного региональной покрывкой.

На основе проведенных исследований с учетом индивидуальных особенностей в пределах северной части Тимано-Печорской провинции и прилегающем шельфе Печорского моря выделено 36 эталонных зон и на первом этапе оценен их нефтегазовый потенциал по основным нефтегазоносным комплексам, в том числе по среднеордовикско-нижнедевонскому, среднедевонско-нижнефранскому, доманиково-турнейскому, верхневизейско-нижнепермскому, верхнепермскому и триасовому НГК [Прищепа и др., 2009].

Для малоперспективных территорий и акваторий, в пределах которых не выделено прослеженных или прогнозируемых зон развития природных резервуаров или природные резервуары расположены в неблагоприятных аккумуляционных (структурных или палеоструктурных) условиях, выполнена оценка участков нефтегазоносных районов для каждого выделенного комплекса по средней плотности, принятой по аналогии для соответствующего комплекса по суше с учетом корректировки на толщину и фациальный состав.

В целом начальные суммарные ресурсы углеводородов (геологические) на акваториальном продолжении ТПНГБ оценены в 7917 млн т условного топлива (млн т у.т.) [Прищепа, 2008]. При этом в пределах зон нефтегазоаккумуляции, занимающих относительно небольшую часть перспективной на нефть и газ акватории (менее 30 % от всей перспективной площади), ресурсы нефти и газа составили подавляющую часть (6190 млн т у.т.), а вне зон нефтегазоаккумуляции — 1727 млн т у.т.

Наиболее значимые объемы ресурсов по сумме углеводородов оценены в северной части ТПНГБ на Русской моноклинали, в Южно-Приновоземельском прогибе и Печоро-Колвинском авлакогене (см. рис. 1). И лишь незначительно уступает им Малоземельско-Колгуевская моноклинали. По величине ресурсов нефти в число наиболее значимых выдвигаются Печоро-Колвинский авлакоген, Хорейверская впадина, Русская и Малоземельско-Колгуевская моноклинали.

Существенное перераспределение отмечается при анализе по нефтегазоносным комплексам оценок ресурсов зон нефтегазоаккумуляции относительно оценок, полученных по методу геологических аналогий [Конторович и др., 2010]. Так, несмотря на определенные трудности, связанные с возможностью сравнения только по двум укрупненным НГК, видно, что в мезозойской части разреза оценка ресурсов по двум методам (геологических аналогий и оценке плотностей по ЗНГН) практически совпадает, а в палеозойской их оценка по ЗНГН меньше почти на 20 %. При сопоставлении оценок по северной части суши наблюдается существенное перераспределение доли ресурсов по основным НГК. Так, и на суше, и на море доминирует карбонатный пермско-каменноугольный комплекс. Последующие второе и третье места на суше занимают также карбонатные ордовикско-нижнедевонский и доманиково-турнейский НГК, а на акватории существенная часть ресурсов УВ приурочена к верхнепермскому и триасовому НГК (второе и третье места). При этом в мелководной зоне продолжения ТПНГБ сохраняются закономерности, присущие сухопутной части, и роль ордовикско-нижнедевонского и доманиково-турнейского

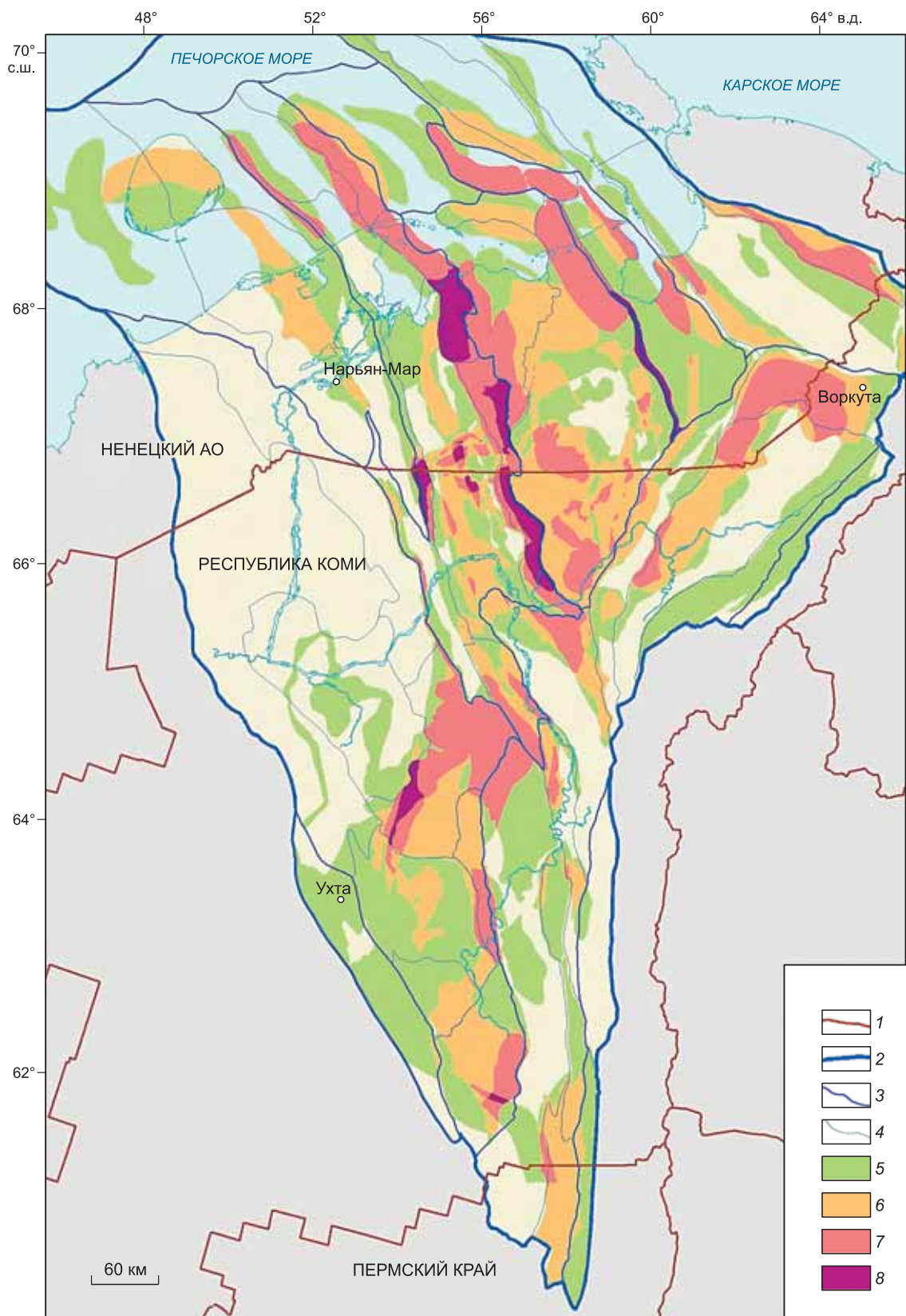


Рис. 5. Схема совмещения в плане ЗНГН разных нефтегазоносных комплексов.

1 — административные границы; 2—4 — границы нефтегазогеологического районирования: 2 — Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна, 3 — нефтегазоносных областей, 4 — нефтегазоносных районов; 5—8 — развитие зон в пределах одного, двух, трех, четырех НГК соответственно.

комплексов в этой зоне существенно выше даже пермско-каменноугольного НГК, что весьма важно при выборе первоочередных и наиболее перспективных объектов геолого-разведочных работ на нефть и газ. Также в этой зоне весьма существенны перспективы терригенного среднедевонско-нижнефранского НГК, которому по акваториальной части придается весьма незначительное внимание.

Следует обратить внимание и на соотношение нефть/газ. Если в целом по ТПНГБ эмиграционное соотношение нефть/газ составляет 2.5 (а с учетом продолжения печороморской части 2.38 (см. табл. 3)), то в соответствии с официальными результатами количественной оценки отношение нефть/газ составляет 6:1, что вполне совпадает с реальным соотношением по выявленным скоплениям (вероятно, газовая часть как более подвижная не сохранена или не выявлена на больших глубинах и в малоизученных районах). По акваториальной части соотношение, оцененное по ресурсам зон нефтегазонакопления, существенно смещено в газовую сторону и составляет 2.0 (в соответствии с количественной оценкой по состоянию на 01.01.2002 г. оно оценивалось как 1.0) и связано это в основном с увеличением доли газа в наиболее молодых комплексах — верхнепермском и триасовом.

В целом кроме существенного изменения представлений о сосредоточении ресурсов УВ в пределах акватории Печорского моря, в том числе и в погребенных ЗНГН моноклиналей, проведенные исследования позволили выделить несколько принципиально новых направлений геолого-разведочных работ на нефть и газ, и что наиболее значимо, в том числе за пределами хорошо структурно выраженных линейных валов 2-го порядка. Это позволяет расширить перспективы и на маловыраженные в структурном плане районы и, соответственно, в дальнейшем привлечь к работам в их пределах недропользователей.

Одним из крайне важных выводов из проведенных исследований является такой, что в результате выделения перспективных зон нефтегазонакопления и оценки ресурсов в их пределах на морском продолжении Тимано-Печорской провинции намечены участки концентрации ресурсов (увеличения плотностей ЗНГН) в разы выше оцененных в нефтегазоносных районах (в соответствии с количественной оценкой начальных суммарных ресурсов) и являющихся по этому показателю сопоставимыми, а иногда и превышающими сухопутные части провинции.

Важнейшим фактором, влияющим на стратегию геолого-разведочных работ в регионе является вывод о том, что существенная часть выявленных сейсморазведкой и даже подготовленных к глубокому бурению структур расположена за пределами зон нефтегазонакопления (по выявленным горизонтам) и не может рассматриваться в качестве первоочередных объектов работ на нефть и газ. И наоборот, существенная часть перспективных зон нефтегазонакопления недоизучена сейсморазведочными исследованиями и для эффективного ведения геолого-разведочных работ в их пределах потребует, несмотря на часто декларируемую высокую изученность, значительных объемов дополнительных детальных работ.

Геолого-разведочные работы в пределах акватории Печорского моря в настоящее время ведутся в вялотекущем режиме. Тем важнее при новом витке интереса к этому району иметь поэтапную программу геологического изучения, базирующуюся на использовании современных моделей строения и позволяющую надеяться на эффективное инвестирование средств в геолого-разведочные работы и дальнейшее освоение.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Формирование региональной структуры ТПБ и его осадочного выполнения происходило в течение закономерно сменяемых стадий тектонического развития: рифтогенной; пассивной окраины с внутриконтинентальными рифтами и авлакогенами, с внутришельфовой относительно глубоководной депрессией, с инверсионными валами; коллизионной с орогенными сооружениями и краевым прогибом; изостатической с наложенной синеклизой и возрожденным орогеном.

2. Накопление нефтегазоматеринских формаций (горизонтов) и формаций (природных резервуаров) происходило преимущественно в начальные, дивергентные стадии формирования ТПОБ ($S-C_1t$); формации конвергентных стадий в большинстве случаев содержат лишь ПР. Интенсивный кондуктивный тепловой поток в палеозое—триасе создал в подавляющей части ТПБ сокращенную зональность катагенеза ОВ; неравномерность погружения различных блоков предопределила широкий его диапазон ($ПК_3-AK_3$). Практически все нефтегазоматеринские формации ТПНГБ в своей истории на тех или иных его участках прошли (или вступили) в ГЗН и ГЗГ, что обусловило значительные масштабы генерации и эмиграции УВ. Основные очаги нефтегазообразования связаны с Печоро-Колвинским авлакогеном, Варандей-Адзвинской структурной зоной, ЮВ частью Ижма-Печорской впадины и впадинами Предуральского прогиба.

3. Широкий диапазон фациально-биоценологических типов ОВ и его катагенетической превращенности, различные условия сохранности залежей, литологическое разнообразие резервуаров обусловили большое разнообразие типов нефтей как по физико-химическим свойствам, так и по особенностям УВ состава.

4. Историческое положение ГЗН и ГЗГ по отношению к различным зонам аккумуляции в основных НГК в целом благоприятно совпадало со стадиями их формирования и обусловило широкомасштабное

табное образование палеозон нефтегазонакопления. Генерация УВ в ТПБ закончилась в основном к концу триасового времени, в том числе и на севере бассейна в его Печороморской части, где и после этого периода продолжилось погружение и переформирование структурных планов.

5. В целом в ТПНГБ можно назвать три различных генетических варианта скопления свободного газа: пермско-триасовый (по генетическому источнику) газ смешанного ОВ акватории; газ современных активных поднятий на относительно небольших глубинах, генетически он может быть связан с любой зоной катагенеза; газ главной фазы газообразования и апокатагенеза при благоприятных геологических условиях, территориально он может быть связан прежде всего с Предуральским и Денисовским прогибами.

6. В результате формирования нефтегазоносных систем сложились определенные закономерности размещения зон нефтегазонакопления, установленные количественным участием в их строении НГК и специализацией фазового состава УВ. Так, нефтяные залежи приурочены к стабильным блокам (юг Ижма-Печорской впадины, Хорейверская впадина, Варандей-Адзвинская зона; на месте двух последних упомянутых структур ранее существовали обширные палеосводы). Для районов тектонической активизации (Печоро-Колвинский авлакоген, Притиманье) характерны нефтяные, газонефтяные, газовые и газоконденсатные месторождения, а для Предуральского прогиба — преимущественно газовые и газоконденсатные.

Дальнейшее изучение Тимано-Печорского нефтегазового бассейна должно базироваться на решении ряда практических и научных вопросов. Среди них следует выделить три группы. Первая объединяет вопросы перспективной оценки на нефть и газ разнотипных ловушек в глубокопогруженных палеозойских толщах и прогибах (Тимана, Печоро-Колвинского авлакогена, Ижма-Печорской и Хорейверской впадин), в пределах дизъюнктивно-складчатых образований гряд Чернышева, Чернова, аллохтонов западного склона Урала и Пай-Хоя. Во вторую группу можно объединить вопросы, связанные с геохимией углеводородных систем, программного моделирования оценки масштабов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов, а также вероятности сохранения их залежей в процессе эволюции бассейна. Третья группа вопросов связана с разработкой представлений о зонах нефтегазонакопления как целевых объектах геолого-разведочных работ, базирующихся на создании геолого-геофизических моделей, применения методов реконструкций и увязке стадий формирования аккумуляционных систем с геохимическими моделями. Вторая и третья группа вопросов, а также частично и первая, по сути, относятся к области моделирования нефтегазоносных систем.

ЛИТЕРАТУРА

Баженова Т.К., Шиманский В.К., Васильева В.Ф., Шапиро А.И., Яковлева Л.А., Климова Л.М. Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна. СПб., ВНИГРИ, 2008, 161 с.

Белонин М.Д., Прищепа О.М., Теплов Е.Л. Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения. СПб., Недра, 2005, 395 с.

Белякова Л.Т., Богацкий В.И., Богданов Б.П., Довжиков Е.Г., Ласкин В.М. Фундамент Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна. Киров, ОАО «Кировская областная типография», 2008, 228 с.

Боровинских А.П., Богацкий В.И., Данилевский С.А., Трифачев Ю.М. Историко-геологические особенности нефтегазообразования и нефтегазонакопления в Тимано-Печорском седиментационном бассейне // Доклады конференции «Нефтегазовая геология на рубеже веков. Прогноз, поиски, разведка и освоение месторождений». Т. 2. Стратиграфия, общая геология, региональный прогноз. СПб., ВНИГРИ, 1999, с. 234—244.

Кирюхина Т.А. Типы нефтей Тимано-Печорского бассейна // Вестн. МГУ. Сер. 4, Геология. 1995, № 2, с. 39—49.

Конторович А.Э., Эпов М.И., Бурштейн Л.М., Каминский В.Д., Курчиков А.Р., Малышев Н.А., Прищепа О.М., Сафронов А.Ф., Ступакова А.В., Супруненко О.И. Геология, ресурсы углеводородов шельфов арктических морей России и перспективы их освоения // Геология и геофизика, 2010, т. 51 (1), с. 7—17.

Прищепа О.М. Зоны нефтегазонакопления — методические подходы к их выделению, обеспечивающие современное решение задач отрасли // Нефтегазовая геология. Теория и практика. Электронный журнал, 2008. http://www.ngtr.ru/rub/12/14_2008.pdf.

Прищепа О.М. Печороморское продолжение Тимано-Печорской провинции: оценка перспектив нефтегазоносности // Oil and Gas. J. Russia, 2009, № 12, с. 32—39.

Прищепа О.М., Макаревич В.Н., Богацкий В.И. Зональный прогноз нефтегазоносности краевых геоструктур Восточно-Европейской платформы // Актуальные проблемы прогноза, поисков и освоения углеводородных ресурсов. СПб., ВНИГРИ, 2009, с. 211—226.

*Поступила в редакцию
5 апреля 2011 г.*