

УДК 551.24:553.98(470.111)

Прищеп О.М., Богацкий В.И., Макаревич В.Н., Чумакова О.В.

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, ins@vnigri.ru

Никонов Н.И., Куранов А.В.

Государственное унитарное предприятие Республики Коми «Тимано-Печорский научно-исследовательский центр» (ГУП РК «ТП НИЦ»), Ухта, Россия, nikonov@tpnic.ru, kuranov@tpnic.ru

Богданов М.М.

ФГУП «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт» (ФГУП «ВНИГНИ»), Москва, Россия, bogdanov-pechora@yandex.ru

НОВЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ТЕКТОНИЧЕСКОМ И НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОМ РАЙОНИРОВАНИИ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

Результаты анализа геолого-геофизических материалов, полученные в последние десятилетия, позволили провести корректировку выделения и обоснования тектонических элементов различного ранга, установить их иерархическую подчиненность, указать характерные черты строения. Совместный анализ результатов переработки и интерпретации геолого-геофизических материалов по северной суше и прилегающей акватории позволил составить единую тектоническую схему с прослеживанием основных элементов Тимано-Печорского бассейна в акваториальной его части.

Приведен сравнительный анализ нефтегазоносных комплексов с характеристикой генерационных, миграционных и аккумуляционных возможностей. Тектонические, литологические и геохимические особенности позволили уточнить схему нефтегазогеологического районирования, в которой к рангу областей отнесены две новые - Малоземельско-Колгуевская и Припайхойско-Приюжноновоземельская.

Ключевые слова: *тектонический элемент, нефтегазоносный комплекс, районирование, Малоземельско-Колгуевская нефтегазоносная область, Припайхойско-Приюжноновоземельская нефтегазоносная область.*

Тектоническое и нефтегазогеологическое районирование Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПНГП) в научно обобщенном и рекомендованном соответствующими инструкциями и методическими руководствами виде стало активно внедряться с середины 60-х гг. прошлого века в практику геологоразведочного процесса с целью прогнозной оценки ресурсов углеводородного сырья и разработки комплексных программ их освоения.

За период 60-90-х гг. прошлого века было подготовлено значительное количество разномасштабных схем и карт тектонического районирования, которые использовались при составлении карт нефтегазогеологического районирования и при проведении количественной оценки начальных суммарных ресурсов нефти и газа. Наиболее известные из

них по Тимано-Печорскому осадочному бассейну были составлены под редакцией В.И. Башилова, В.В. Бронгулеева, Б.Я. Вассермана, Г.А. Габриэлянца, И.Б. Грановича, В.А. Дедеева, Г.Х. Дикеншейна, В.Д. Наливкина, Н.В. Неволлина, К.Ф. Рахманова и под руководством или авторстве В.А. Аврова, Л.З. Аминова, Л.Т. Беляковой, В.И. Богацкого, Г.Ф. Буданова, А.С. Бушуева, В.Н. Данилова, И.В. В.Г. Гецена, Запорожцевой, Л.Г. Каретникова, О.А. Кондияйна, А.Я. Кремса, К.А. Кривцова, В.Н. Макаревича, Н.А. Малышева, Н.И. Никонова, М.Ю. Острижнова, М.И. Островского, Л.И. Писаревой, О.М. Прищепы, Ф.Н. Снисарь, В.Л. Соенко, Н.И. Тимонина, В.Г. Черного, Г.В. Чернявского, В.В.Юдина и др. [Дедев, 1972; Кремс, Вассерман, Матвиевская, 1974; Дедев, Запорожцева, 1985; Тектоническая карта..., 1985; Нефтегазоносность..., 1987; Тектоника..., 1989; Шаблинская, Буданов, Лазарев, 1990; Юдин, 1994; Пучков, 1997; Тимонин, 1998].

Необходимо отметить, что отдельно для Печороморского (акваториального) продолжения Тимано-Печорского бассейна тектонические схемы чаще всего не составлялись, а являлись составной частью мелкомасштабных карт и схем (1:2500000 и мельче) по Баренцевской (Баренцевско-Карской) плите и прилегающим регионам. Наиболее известные схемы были подготовлены под руководством и при участии Н.А. Богданова, М.Л. Вербы, В.П. Гаврилова, И.С. Грамберга, Ю.Н. Григоренко, Н.А. Крылова, Н.А. Малышева, Е.Е. Милановского, И.М. Мирчинка, О.И. Супруненко, Ю.В. Шипелькевича, С.И. Шкарубо, В.Е. Хаина и др. [Объяснительная записка..., 1996].

Спектр выполненных исследований по изучению тектоники региона, безусловно, намного шире и часто гораздо более масштабный, чем требуется для составления схем, используемых для проведения соответствующего нефтегеологического районирования, хотя без познания глобальных процессов трудно разобраться в детальном строении. С другой стороны, пытаясь понять глубинные и глобальные процессы трудно сконцентрироваться на региональной составляющей и только тех процессах, которые проявлены в осадочном чехле и являются предметом интереса геологов, изучающих нефтегазоносные системы. «Компромиссный» подход развивается уже более трех десятков лет, когда в качестве тектонической основы используются не «полноценные» тектонические карты, а схемы, аккумулирующие элементы тектоники, влияющие и определяющие детали строения осадочного чехла, промежуточного комплекса и верхней части фундамента. Большая часть карт и схем, использованных для проведения нефтегазогеологического районирования ТПНГП, являлись предметом указанного компромисса.

Последняя по времени количественная оценка ресурсов (по состоянию на 01.01.2002 г.) базировалась в основном на тектонической схеме, подготовленной большим коллективом авторов под руководством В.А. Дедеева еще в конце 80-х гг. прошлого века [Тектоническая карта..., 1985; Тектоника..., 1989] (за исключением небольших изменений, внесенных при проведении тематических исследований ТП НИЦ, 1998 г.), а схема нефтегазогеологического районирования была унаследована из еще более ранней количественной оценки, выполненной по состоянию изученности на 01.01.1988 г. (отв. исп. Макаревич В.Н. и др.) [Докембрий..., 2002; Тимано-Печорский..., 2002; Тимано-Печорская..., 2004].

Проведённые в последние годы под руководством ФГУП «ВНИГРИ» с участием научных и производственных организаций комплексные обобщения и исследования, основу которых составили анализ материалов гравимагнитных съёмок, проведение и переработка региональной и площадной сейсморазведки, бурения, тематических научных работ и геологической съёмки на акватории Печорского моря и на всей материковой части ТПНГП за последние десятилетия, не только уточнили, но и во многом изменили существующие представления о тектонике и нефтегазоносности этого обширного региона, особенно касающиеся его акваториальной части и зоны сочленения с сушей [Прищепа, Орлова, Чумакова, 2008а, б; Никонов, Куранов, 2009; Прищепа, 2009; Прищепа и др., 2009а, б, в; Прищепа, Богацкий, 2009; Прищепа и др., 2010; Прищепа, Баженова, Богацкий, 2011; Прищепа, Богацкий, Чумакова, 2011]. Эти изменения, в первую очередь, должны учитываться при проведении количественной оценки начальных суммарных ресурсов (НСР) Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, необходимость корректировки которых стала очевидна. Большое внимание при комплексных обобщениях было уделено уточнению схемы тектонического и нефтегазогеологического районирования провинции, включавшей помимо суши и Печорское море (рис. 1, 2)¹.

Основная цель уточнения указанных схем – предоставить основу для сравнительной дифференцированной качественной и количественной оценки перспектив нефтегазоносности

¹ При подготовке этих сводных схем были учтены имеющиеся во ФГУП «ВНИГРИ» и поступившие новые геолого-геофизические материалы, в той или иной мере использованные для уточнения районирования от ГУП РК «ТП НИЦ», ФГУП «ВНИИОкеангеология», ОАО МАГЭ, ФГУНПП «Севморгео», ОАО «Нарьян-Марсейсморазведка», ФГУП «Южморгео». Единый методический подход к анализу предоставленных материалов позволил устранить существовавшие между этими организациями разногласия в схемах тектоники и расчленения провинции на элементы с близкими и различными условиями нефтегазоносности и подготовить единый, наиболее оптимальный вариант карты, отвечающий задачам количественной и экономической оценок ресурсов углеводородного сырья на современном уровне геолого-геофизической изученности.

различных территорий провинции. Поскольку среди рекомендуемых «Методическим руководством по количественной и экономической оценке...» (ВНИГНИ, 2000) предпосылок нефтегазогеологического районирования тектоническим принадлежит приоритет, то размещение на одной картографической основе разнопорядковых тектонических элементов и совмещенных с ними перспективных в нефтегазоносном отношении территориальных подразделений, являющихся объектами оценки ресурсов, представляется оптимальным вариантом для предстоящего мероприятия по подсчёту НСР углеводородов (УВ) ТПНГП [Методическое руководство..., 2000]. К карте прикладываются таблицы тектонического и нефтегазогеологического районирования.

Тектонические особенности структурно-формационных подразделений осадочного чехла (структурных этажей) характеризуются выполненным комплектом структурных карт: поверхностей (кровли) фундамента, ордовикско-нижнедевонского формационного комплекса (нижнепалеозойского структурного этажа), подошвы семилукского горизонта среднего франа (доманиковой свиты в местах её развития), верхнедевонско-турнейских отложений и диахронной поверхности раздела между преимущественно карбонатными формациями карбона – нижней перми и флишоидно-молассовыми перми-триаса.

Для тектонического районирования по морфологическому принципу с учётом структурно-формационной многоярусности осадочного чехла выбрана структурная карта по кровле карбонатов «карбона – нижней перми», поскольку она наиболее полно представляет структурную результативность тектонических эпох фанерозоя. Кроме того, карбонатный комплекс карбона – нижней перми, выделенный также в качестве нефтегазоносного, является доминантным в осадочном чехле ТПНГП по НСР УВ.

При проведении нефтегазогеологического районирования, помимо важнейших тектонического и историко-геодинамического факторов, привлекались не менее значимые: формационный состав нефтегазоносных комплексов (НГК), определяющий размещение и качество нефтегазоматеринских пород (НГМП) и природных резервуаров (ПР); физико-химические свойства УВ в различных подразделениях осадочного чехла и районах ТПНГП.

Основные черты тектонического строения Тимано-Печорского осадочного бассейна

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция расположена в пределах одноименной плиты, Предуральского и Припайхойско-Приюжноновоземельского мегапрогибов. С запада и юго-запада её ограничивают структуры Тиманской гряды с выходами эпибайкальского фундамента на поверхность. Восточным обрамлением провинции служат Уральская и Пайхойско-Новоземельская складчатые системы.



Подрисуночные подписи к рис. 1.

1 – административные границы, 2-4 – границы тектонического районирования: 2 – надпорядковые, 3 – первого порядка, 4 – второго порядка; 5-7 – месторождения: 5 – газовые, 6 – нефтяные, 7 – смешанного состава. Элементы тектонического районирования: А – МОСКОВСКАЯ СИНЕКЛИЗА; 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; Д₂ – Ерсинская впадина; Д₃ – Ижемская ступень; Д₄ – Восточный борт Ижма-Печорской синеклизы; Д₄¹ – Седухинский вал; Д₄² – Янгытская ступень; Д₄³ – Кипиевская ступень; Д₅ – Омра-Лыжская седловина; Д₅¹ – Сотчемью-Аресский уступ; Д₅² – Лузская ступень; Д₅³ – Ронаельская ступень; Д₅⁴ – Лемъюская ступень; Д₅⁵ – Тэбукская ступень; Д₅⁶ – Омра-Сойвинская ступень; Д₅⁷ – Джебольская ступень; Д₅⁸ – Мичаю-Пашинский вал; Д₅⁹ – Айювинский структурный нос; Е – МАЛОЗЕМЕЛЬСКО-КОЛГУЕВСКАЯ МОНОКЛИНАЛЬ; Е₁ – Нарьян-Марская моноклираль; Е₁¹ – Коргинская ступень; Е₁² – Северо-Седухинский уступ; Е₁³ – Бугринская моноклираль; Е₁⁴ – Сенгейский структурный нос; Е₁⁵ – Малоземельская структурная терраса; Е₁⁶ – Удачная ступень; Е₁⁷ – Харицейская 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 – Мутноматериковский вал; Ж₁³ – Нянтаюская ступень; Ж₁⁴ – Лыжско-Кыртаельский вал; Ж₁⁵ – Печорогородская ступень; Ж₂ – Денисовский прогиб; Ж₂¹ – Колоколморский вал; Ж₂² – Шапкина-Юрьяхинский вал; Ж₂³ – Восточно-Колгуевская депрессия; Ж₂⁴ – Носовая перемычка; Ж₂⁵ – Усть-Печорская депрессия; Ж₂⁶ – Тибейвисская депрессия; Ж₂⁷ – Лайский вал; Ж₂⁸ – Верхнелайская депрессия; Ж₂⁹ – Подминская 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 – Паханческая терраса; З₂⁴ – Садаягинская ступень; З₂⁵ – Центрально-Хорейверский уступ; З₂⁶ – Коллависовская ступень; З₂⁷ – Сандивейское поднятие; З₂⁸ – Сынянырдская депрессия; З₂⁹ – Макариха-Салюкинская антиклинальная зона; З₂¹⁰ – Цильегорская депрессия; И – СЕВЕРО-ПЕЧОРОМОРСКАЯ МОНОКЛИНАЛЬ: К₁ – Варандей-Адзвинская 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 – Верхнеадзвинская депрессия; КРАЕВЫЕ МЕГАПРОГИБЫ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПЛИТЫ: Л – ПРИПАЙХОЙСКО-ПРИЮЖНОНОВОЗЕМЕЛЬСКИЙ 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 – Кортаихинская впадина; Л₄¹ – Лабогейская моноклираль; Л₄² – Верхневоркутская зона дислокаций; Л₄³ – Хейягинская депрессия; Л₄⁴ – Пестаниорская складчатая зона; Л₄⁵ – Силовыхская 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 – Юньягинская антиклинальная зона; М₂ – Гряда Чернышева; М₂¹ – Хоседаюская антиклинальная зона; М₂² – Адзьявомская депрессия; М₂³ – Тальбейский блок; М₂⁴ – Восточно-Воргамусюрская складчатая зона; М₂⁵ – Шарью-Заостренский блок; М₂⁶ – Яньюский блок; М₃ – Косью-Роговская впадина; М₃¹ – Кочмесская ступень; М₃² – Южно-Кымбожьюская котловина; М₃³ – Абезьская депрессия; М₃⁴ – Интинская складчато-чешуйчатая зона; М₃⁵ – Прилемвинская складчато-покровная зона; М₄ – Большезынинская впадина; М₄¹ – Нитчемью-Сынинская ступень; М₄² – Вяткинская депрессия; М₄³ – Большеаранецкая 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 – Среднеушгорская тектоническая пластина; О₁³ – Тимаизское складчато-блоковое поднятие; О₁⁴ – Восточно-Кырташорская складчато-надвиговая зона; О₁⁵ – Печоро-Сытучинская складчато-чешуйчатая зона; О₂ – Центральноуральская складчато-блоковая зона; П₁ – Полюдовское поперечное поднятие.

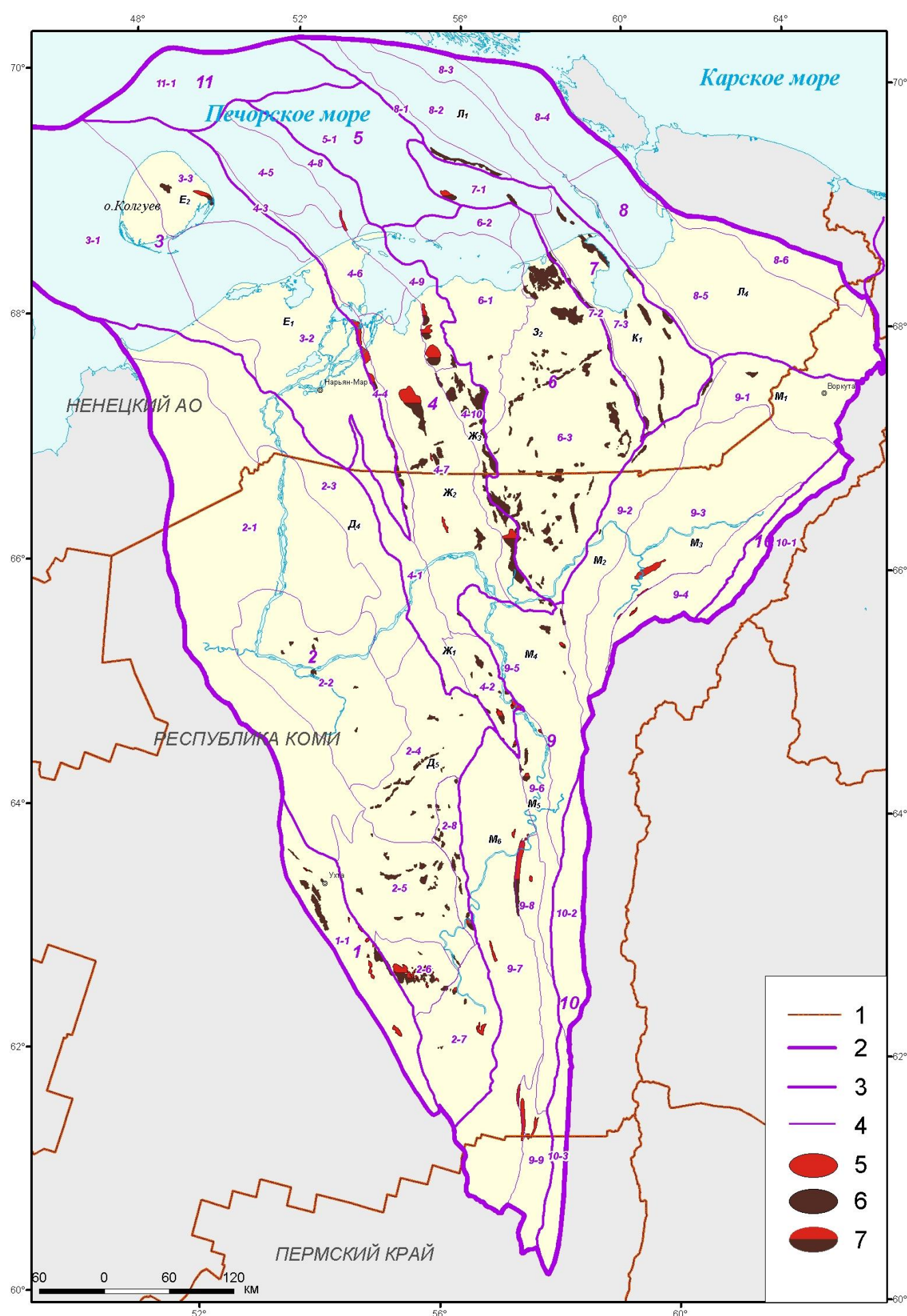


Рис. 2. Схема нефтегазогеологического районирования Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

1 – административные границы, 2-4 – границы нефтегазогеологического районирования: 2 – Тимано-Печорская НГП, 3 – НГО, 4 – НГР; 5-7 – месторождения: 5 – газовые, 6 – нефтяные, 7 – смешанного состава. Элементы нефтегазогеологического районирования: 1 – ТИМАНСКАЯ НГО; 1-1 – Ухта-Ижемский НГР; 2 – ИЖМА-ПЕЧОРСКАЯ НГО; 2-1 – Тобышско-Нерицкий НГР; 2-2 – Нижнеижемский НГР; 2-3 – Седухинско-Кипиевский НГР; 2-4 – Верхнелыжско-Лемъюский НГР; 2-5 – Велью-Тэбукский НГР; 2-6 – Омра-Сойвинский НГР; 2-7 – Джебольский НГР; 2-8 – Мичаю-Пашинский НГР; 3 – МАЛОЗЕМЕЛЬСКО-КОЛГУЕВСКАЯ НГО; 3-1 – Западно-Колгуевский НГР; 3-2 – Нарьян-Марский НГР; 3-3 – Восточно-Колгуевский НГР; 4 – ПЕЧОРО-КОЛВИНСКАЯ НГО; 4-1 – Мутноматериково-Лебединский НГР; 4-2 – Кыртаельско-Печорогородский НГР; 4-3 – Западно-Колоколморский НГР; 4-4 – Шапкина-Юрьяхинский НГР; 4-5 – Восточно-Колоколморский НГР; 4-6 – Носовой НГР; 4-7 – Лайско-Лодминский НГР; 4-8 – Поморский НГР; 4-9 – Ярейюский НГР; 4-10 – Харьяга-Усинский НГР; 5 – ВОСТОЧНО-ПОМОРСКАЯ НГО; 6 – ХОРЕЙВЕРСКАЯ НГО; 6-1 – Чернореченский НГР; 6-2 – Паханчешский НГР; 6-3 – Коллависовский НГР; 7 – ВАРАНДЕЙ-АДЗЬВИНСКАЯ НГО; 7-1 – Гуляевско-Приразломный НГР; 7-2 – Сорокинский НГР; 7-3 – Сарембой-Леккейягинский НГР; 8 – ПРИПАЙХОЙСКО-ПРИЮЖНОНОВОЗЕМЕЛЬСКАЯ НГО; 8-1 – Долгинско-Папанинский НГР; 8-2 – Приновоземельский НГР; 8-3 – Вахуткина-Талотинский НГР; 8-4 – Русановский НГР; 8-5 – Кортаихинский НГР; 8-6 – Васьягинский НГР; 9 – СЕВЕРО-ПРЕДУРАЛЬСКАЯ НГО; 9-1 – Воркутский НГР; 9-2 – Хоседаюско-Воргамусюрский НГР; 9-3 – Кочмесский НГР; 9-4 – Интинско-Лемвинский НГР; 9-5 – Большесынинский НГР; 9-6 – Среднепечорский НГР; 9-7 – Верхнепечорский НГР; 9-8 – Вуктыльский НГР; 9-9 – Курьинско-Патраковский НГР; 10 – ЗАПАДНО-УРАЛЬСКАЯ ПГО; 10-1 – Восточно-Лемвинский ПГР; 10-2 – Щугорско-Кырташорский ПГР; 10-3 – Печоро-Сыпучинский ПГР; 11 – СЕВЕРО-ПЕЧОРОМОРСКАЯ ПНГО.

Тиманской гряде принадлежит Ухта-Ижемский вал, представляющий собой зону антиклинальных поднятий протяжённостью в 250 км и осадочным чехлом в 250-400 м, толщина которого увеличивается в примыкающей на востоке Ижма-Печорской синеклизе до 2,5-3,0 км. Отличительной чертой тектонического строения региона является чередование мегаблоков земной коры различной тектонической активности: Тиманского, Печоро-Колвинского, Варандей-Адзвинского, Северо-Предуральского и Припайхойско-Приюжноновоземельского мобильных, Ижма-Печорского и Большеземельского стабильных.

Тимано-Печорская плита

Тимано-Печорская плита заключена между Западно-Тиманским глубинным разломом Тиманского кряжа на западе и системой краевых прогибов на востоке. С севера она ограничена группой субширотных сбросо-сдвигов, разделяющих принадлежащую плите Северо-Печороморскую моноклираль и Южно-Баренцевскую межавпадину. Баренцевоморско-Северокарской плиты.

В составе плиты, помимо Тиманской гряды, установлена серия крупнейших структур: две синеклизы – Ижма-Печорская и Хорейверско-Печороморская, моноклинали – Малоземельско-Колгуевская и Северо-Печороморская, Печоро-Колвинский авлакоген и Варандей-Адзвинская структурно-тектоническая зона.

Ижма-Печорская синеклиза (800 x 200 км), расположена между Тиманской грядой на западе, Печоро-Колвинским авлакогеном на востоке, структурами Предуральского краевого прогиба на юге и Малоземельско-Колгуевской моноклиралью на северо-западе. Синеклиза представляет собой огромную пологую структуру северо-западного простирания, асимметричного строения, с преимущественно пликативным западным и нарушенным разломами восточным бортами. В синеклизе выделяются следующие структуры первого и второго порядков: восточный борт Ижма-Печорской синеклизы (Кипиевская и Янгытская ступени, Седухинский вал); Нерицкая ступень (Тобышский вал); Ерсинская впадина; Омра-Лыжская седловина (Джебольская, Омра-Сойвинская, Тэбукская, Лемьюская, Ронаельская, Лузская ступени, Сотчемью-Аресский уступ, Мичаю-Пашнинский вал, Айювинский структурный нос), Ижемская ступень.

Седухинский вал субширотного простирания выделен в северной части впадины, хорошо выражен по поверхности фундамента и в осадочном чехле. Вал имеет асимметричное строение с пологим юго-западным крылом и крутым северо-восточным.

Отражением погребённой системы поднятий фундамента в осадочном чехле является Кипиевская и Янгытская ступени. Выявленные и подготовленные локальные объекты, как

правило, имеют асимметричное строение с максимальными размерами по кровле карбонатов нижней перми.

Нерицкая ступень вытянута вдоль Тиманской гряды. Она представляет собой зону более мелких ступеней, погружающихся на юго-восток по всем структурным комплексам. На её фоне выделяется крупное поднятие северо-западного простирания, соответствующее Тобышскому валу.

В центральной части Ижма-Печорской синеклизы располагается обширная отрицательная структура - Ерсинская впадина, отделяющая Нерицкую ступень от Седухинского вала и Янгытской ступени. Для впадины характерно наличие малоамплитудных, локальных поднятий, осложняющих её борта.

Омра-Лыжская седловина разделяет Верхнепечорскую впадину Предуральского краевого прогиба и юго-восток Тиманского кряжа. Зона сочленения с последним подчеркнута на фоне моноклиального перехода более амплитудно выраженным Айювинским структурным носом, отделенным как от Тиманского кряжа, так и на востоке от остальной части Омра-Лыжской седловины серией глубинных разломов. В пределах Тэбукской и Лемьюской ступеней широко развиты органогенные постройки, определившие увеличение амплитуд у структур их облекания. Лузская ступень отмечается наличием высокоамплитудных поднятий субширотного простирания с относительно крутыми южными крыльями. Структуры Омра-Сойвинской ступени характеризуются изоморфностью, северо-западным простиранием. Восточную часть седловины осложняет Мичаю-Пашнинский вал, который объединяет узкую и протяжённую цепочку брахиантиклинальных поднятий, контролируемую Илыч-Чикшинским глубинным разломом. Наиболее отчётливо вал выражен по верхним горизонтам осадочного чехла и осложнён рядом локальных структур.

Ижемская ступень расположена в центральной части Ижма-Печорской синеклизы между Ерсинской впадиной на севере и Лемьюской ступенью на юге синеклизы. Она примечательна барьером верхнедевонских рифов. Большинство структур Ижма-Печорской синеклизы, за исключением связанных с рифами, являются сквозными по всем структурным этажам.

Малоземельско-Колгуевская моноклиаль (200 x 80–120 км) занимает северо-западную часть плиты, граничит на востоке с Шапкина-Юрьянским и Колоколморским валам и Денисовского прогиба, на западе с Седухинским валом, на юго-западе с Янгытской ступенью, на юге - с Печоро-Кожвинским мегавалом. По нижним, до верхнедевонским,

отложениям осадочного чехла моноклинали представляет ряд ступенчато погружающихся на северо-восток блоков, среди которых выделяется Западно-Колгуевский грабен (прогиб).

В составе моноклинали в качестве подчинённых структур первого и второго порядков выделяются Нарьян-Марская моноклинали (Коргинская ступень, Северо-Седухинский уступ, Бугринская моноклинали, Малоземельская структурная терраса, Сенгейский структурный нос, Западно-Шапкинская приразломная депрессия, Удачная ступень и Харицкая депрессия) и Восточно-Колгуевская структурная область (Северо-Колгуевская структурная терраса и Песчаноморская депрессия, Песчаноозерский вал). Локальные поднятия (Таркская брахиантеклинали и др.), осложняющие эти тектонические элементы, в той или иной степени прослеживаются во всех структурных этажах.

Погружение Малоземельско-Колгуевской моноклинали происходит в целом в северо-восточном направлении, несколько меняясь в пределах структур I и II порядка. В её юго-западной части, образованной Нарьян-Марской моноклиной, общий наклон в основном является северным со средним градиентом 20 м/км. Исключением являются Коргинская ступень, примыкающая к Канинскому валу Тиманской гряды, и сопредельный с ней Северо-Седухинский уступ. Здесь на фоне общего северного погружения проявляется также наклон подошвы верхнепалеозойского комплекса на северо-восток. Самой обширной по площади структурой первого порядка на Малоземельско-Колгуевской моноклинали является Бугринская моноклинали, на которой мощность среднего и верхнего палеозоя увеличивается от 1400 м на юге до 4100 м на севере. В нижнепалеозойском структурном этаже прослеживается раскрывающийся к северо-западу грабенообразный прогиб с толщами верхнего кембрия – нижнего (среднего?) девона до 1,5 км. Сенгейский вал, выраженный по поверхности карбонатов карбона-перми как Сенгейский структурный нос, на востоке переходит в Удачную ступень, погружающуюся, как и в целом моноклинали, на северо-восток.

К северо-востоку от Нарьян-Марской моноклинали на шельфе Печорского моря выделяется Восточно-Колгуевская структурная область, для которой характерен общий северо-западный наклон и более резко выраженная форма осложняющих структур. Западная часть области представлена Северо-Колгуевской структурной террасой, к востоку от нее выделяется Песчаноозерский вал, отделённый крупным сбросом от северной части узкой заливообразной Песчаноморской депрессии.

Печоро-Колвинский авлакоген обладает весьма сложной внутренней структурой. Его составными элементами являются структуры первого порядка – Печоро-Кожвинский мегавал, Денисовский прогиб и Колвинский мегавал.

Печоро-Колвинский авлакоген, в пределах суши имеет размеры 700 x 60–20 км, протягивается в северо-западном направлении в акваторию Печорского моря, рассекая центральную часть Тимано-Печорской плиты. В основании авлакогена находится мобильный Печоро-Колвинский мегаблок земной коры, который чётко выделяется по системам ограничивающих его глубинных разломов. По поверхности фундамента он представляет собой обширный прогиб, разбитый серией разломов на ряд ступенчатых блоков, наклонённых к северу. Вдоль юго-западной и северо-восточной границ авлакогена простираются крупные инверсионные Печоро-Кожвинский и Колвинский мегавалы. Между последним и северо-западным замыканиям первого находится Денисовский прогиб со сложнопостроенными Шапкина-Юрьяхинским и Колоколморским валами, унаследованно развивавшийся Лайским валом и сопредельными с ними впадинами.

Печоро-Кожвинский мегавал (350 x 50 км) представляет собой систему кулисообразно сочленяющихся друг с другом валов с юго-востока на северо-запад – Лыжско-Кыртаельского, Мутноматерикового и Лебединского. На востоке мегавала обособляются Печорогородская и Нялтаюская ступени. Мегавал представляет собой инверсионную структуру, возникшую над глубоким верхнедевонско-нижнепалеозойским грабеном. Мегавал резко асимметричен и приподнят над примыкающей с юго-запада Ижма-Печорской синеклизой.

Денисовский прогиб (400 x 40–70 км) простирается в северо-западном направлении и занимает центральную часть Печоро-Колвинского авлакогена. На севере он раскрывается в акваториальную часть бассейна, на юге через Лодминскую перемычку переходит в Большесынинскую впадину. Крайними западными шовными структурами прогиба являются Шапкина-Юрьяхинский вал (220 x 20 км), и его акваториальное продолжение – Колоколморский вал. Оба вала отделённые от Малоземельско-Колгуевской моноклинали дизъюнктивным нарушением типа взбросо-надвига. Они являются приразломными инверсионными структурами. Центральная часть прогиба осложнена Лайским валом, имеющим пликативное сочленение с прилегающими к нему Верхнелайской и Тибейвисской депрессиями, на севере прогиба располагается Усть-Печорская депрессия.

Лайский и Шапкина-Юрьяхинский валы разделяет Тибейвисская депрессия, которой по поверхности фундамента соответствует структурная терраса, погружающаяся как в

северном, так и в южном направлениях.

С востока между Лайским валом и Колвинским мегавалом находится Верхнелайская депрессия. Депрессия хорошо выражена по отложениям от девона до триаса. Характерной особенностью депрессии является несовпадение структурных планов доверхнедевонских отложений с вышележащими.

Депрессионная часть Денисовского прогиба на акватории представлена в основном Восточно-Колгуевской заливообразной депрессией. Носовая перемычка с Болванским выступом фундамента разделяет Усть-Печорскую и Восточно-Колгуевскую депрессии.

Колвинский мегавал (300 x 30–40 км) расположен над восточной системой краевых дислокаций авлакогена, северная часть мегавала продолжается в акваторию Печорского моря. Мегавал на всём протяжении характеризуется асимметричным строением.

Ярейюский вал (75 x 30 км) занимает северную половину мегавала, отчётливо выражен по горизонтам осадочного чехла, начиная с силура вплоть до мезозоя. Западное крыло осложнено нарушением и имеет более крутой угол падения, чем восточное.

Харьягинский вал (110 x 20 км) расположен к югу от Ярейюского. Вал имеет асимметричное строение, восточное его крыло круче западного и осложнено разломом. Максимальная амплитуда вала 800 м по отложениям нижнего карбона.

Возейский вал (70 x 15 км) в отличие от других валов краевых грабенов авлакогена, приурочен к приподнятому блоку рифейских образований. По отложениям ордовика - нижнего девона серий тектонических нарушений Возейский вал разбит на ряд блоков.

Усинский вал (60 x 5–10 км) в цепи структур Колвинского мегавала занимает наиболее высокое гипсометрическое положение. Наиболее отчётливо вал выражен по отложениям карбона-нижней перми.

Колвинский мегавал в районе Печорской губы разделяется Ходоварихинской ступенью на 2 части: северную, находящуюся на печороморском шельфе (Поморская ступень с погребённым в нижнепалеозойском структурном этаже Русским валом), и южную, представленную на суше Ярейюским и Возейским валами.

Хорейверско-Печороморская синеклиза включает две структуры первого порядка: Хорейверскую впадину и Русскую моноклиналь.

Хорейверская впадина (280 x 120 км) отвечает стабильному Большеземельскому мегаблоку фундамента. Впадину ограничивают резко выраженные положительные структурные формы: Колвинский мегавал на западе и вал Сорокина и поднятие Чернышёва на востоке и юго-востоке. В этих границах Хорейверская впадина, открывающаяся в сторону

акватории Печорского моря, хорошо выражена по мезозойскому и верхнепалеозойскому комплексам; по ниже залегающим отложениям - это Большеземельский палеосвод. Впадина имеет асимметричное строение.

В пределах впадины выделяется ряд подчинённых тектонических элементов: Сандивейское поднятие и Коллависовская ступень, Садаягинская ступень; Макариха-Салюкинская антиклинальная зона, Сынянырдская и Цильегорская депрессии, Чернореченская ступень. В акватории Печорского моря выделены Кошкинская котловина и Паханческая терраса.

Чернореченская ступень (170 x 40 км) находится в крайней западной части Хорейверской впадины, протягивается вдоль поднятий Колвинского мегавала и раскрывается в сторону акватории, характеризуется асимметричным строением.

Садаягинская ступень (200 x 120 км) расположена к востоку от Чернореченской и занимает основную часть впадины. Она представляет собой полого воздымающуюся в юго-восточном направлениях структуру и выражается по среднекаменноугольным и более молодым образованиям, осложнена многочисленными локальными поднятиями и структурными носами.

Коллависовская ступень (110 x 90 км) находится северней Сандивейского поднятия, занимает центральную часть впадины и представляет собой наклонённую на восток пологую моноклираль. Ступень более рельефно прослеживается по девонским и каменноугольным отложениям. Обе ступени разделены Центрально-Хорейверским уступом северо-восточного простираения. Он представляет собой своеобразную «ось», по обе стороны которой верхнепалеозойские формации имеют различные падения – северо-западное и преимущественно восточное. Вдоль уступа прослежена прерывистая цепь (барьер) верхнедевонских рифов.

Сандивейское поднятие (160 x 120 км), приуроченное к южной части Хорейверской впадины, является наиболее приподнятым её участком. Поднятие осложнено многочисленными локальными куполовидными структурами. Наиболее расчленённым рельефом поднятие характеризуется по отложениям верхнего девона.

Цильегорская депрессия представляет собой узкую линейную прогнутую зону, прослеживающуюся в южной части Хорейверской впадины в северо-восточном направлении между Салюкинской антиклиналью и грядой Чернышёва, в северной - в субмеридиональном направлении вдоль вала Сорокина.

Макариха-Салюкинская антиклинальная зона (120 x 15 км), находится на крайнем юго-

востоке Хорейверской впадины. Зона является наиболее дислоцированным надразломным структурным элементом впадины. Структура рельефно выражена по всем структурным этажам осадочного чехла и наиболее высоко поднята по всей впадине.

Хорейверская впадина заходит в пределы акватории лишь своей северной частью, представленной Паханческой террасой и Кошкинской котловиной, находящейся южнее.

Большеземельский палеосвод, который проявляется по поверхности фундамента, полого наклонён к востоку и северо-востоку. На шельфе по кровле нижнего палеозоя приурочена Русская моноклираль. Поднятие фундамента (Русский вал), над которым находится моноклираль, погружается на восток к продолжающейся на акватории перемещенной к западу по субширотному сдвигу северо-западных дислокаций Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоне.

Варандей-Адзвинская структурно-тектоническая зона (180 x 80 км), находящаяся в крайней, северо-восточной части Тимано-Печорской плиты, к северу сужается и продолжается в акваторию Печорского моря. Зона представляет собой систему дизъюнктивных валов (горстовидных поднятий) и разделяющих их депрессий. В составе зоны на суше выделяются структуры второго порядка: валы Сорокина, Гамбурцева, Сарембой-Леккейягинская зона, Мореюская и Верхнеадзвинская депрессии. В акватории Печорского моря обособляются Западно-Матвеевская и Гуляевско-Алексеевская структурные зоны, Полярный купол и Алексеевский прогиб. Три крайних северо-западных структурных элемента зоны занимают в её архитектуре несколько индивидуальную тектоническую позицию вследствие сдвига, вызванного субширотными напряжениями западного вектора, и приобретением иной более западной ориентировки. Все валы (ВАЗ), имеющие горстово-чешуйчатое строение, разбиты нарушениями на клиновидные блоки, к которым приурочены локальные структуры.

Вал Сорокина (180 x 10 км) наиболее западный в Варандей-Адзвинской зоне, представляет собой узкую линейно-вытянутую структуру. Вал состоит из структур, приуроченных к кулисообразно расположенным южной и северной системам разломов и надвигов. Наиболее рельефно вал выражен по горизонтам верхнего девона, вверх и вниз по разрезу структура выполаживается.

Мореюская депрессия (180 x 40 км) располагается между валом Сорокина и находящимся восточнее валом Гамбурцева. Это узкая корытообразная отрицательная структура с крутым западным бортом. Она прослеживается по всем горизонтам осадочного чехла, максимальная амплитуда отмечается по отложениям нижнего карбона и верхнего

девона.

Вал Гамбурцева (90 x 5 км), ориентированный в меридиональном направлении, занимает центральную часть Варандей-Адзвинской зоны и отделяет Мореюскую депрессию от Верхнеадзвинской. Он представляет собой узкую, линейно вытянутую горстообразную структуру. Наиболее отчетливо вал выражается по отложениям нижнего карбона.

Сарембой-Леккейгинская зона (180 x 20 км) находится в восточной части Варандей-Адзвинской зоны, представляет собой сложнодислоцированную структуру северо-западной ориентировки. В северной части вал выражен по всему разрезу осадочных образований, а в южной - по каменноугольным и более древним отложениям.

Верхнеадзвинская депрессия (50 x 15–50 км), расположенная между валом Гамбурцева и Сарембой-Леккейгинским валом, выражена по всем горизонтам осадочного чехла, максимальная амплитуда - по отложениям нижнего карбона.

Западно-Матвеевская структурная зона включает в западной части Медынский вал, расположенный с небольшим дугообразным изгибом на продолжении Сарембой-Леккейгинской зоны. Продолжением вала Сорокина является отсеченная сдвигом Приразломная брахиантиклиналь, также имеющая, дугообразный изгиб. Валы Западно-Матвеевской зоны, как брахиантиклинали Гуляевско-Алексеевской, образованы цепочками принадвиговых антиклиналей, но напряженность складчатости выше.

Полярный купол характеризуется почти изометричной формой. От Гуляевско-Алексеевской зоны он отделён Приразломной брахиантиклиналью, северо-северо-западное простираие которой не согласуется с ориентировкой расположенных южнее структур.

Гуляевско-Алексеевская структурная зона содержит две брахиантиклинали: Гуляевскую и Алексеевскую, которые представляют собой принадвиговые структуры и состоят из серии локальных складок, хорошо выраженных в основном в отложениях от среднепалеозойских до триасовых.

Краевые мегапрогибы Тимано-Печорской плиты и Уральской складчатой области

Припайхойско-Приюжноновоземельский мегапрогиб (перикратон) обоснован на крайнем северо-востоке ТПП. Он включает пять структур первого порядка (Южно-Приновоземельский прогиб, Вашуткина-Талотинская и Русаковская складчато-надвиговые зоны, Коротаихинская впадина, Васьягинско-Сабриягинская складчатая зона).

Тектоническое положение мегапрогиба, погружающегося к смежным с ним орогенным сооружениям Полярного Урала, Пай-Хоя, о-ва Вайгач и юга Новой Земли, определило, казалось бы, его принадлежность к краевому прогибу. Однако все перечисленные орогенные

сооружения возникли в поздне триасовую и раннеюрскую эпохи, т.е. после образования примыкающей к ним Припайхойско-Приюжноновоземельской отрицательной структуры. Последняя заполнена пермскими и триасовыми молассами – продуктами разрушения Уральского, а не Пайхойского и Вайгачско-Южно-Новоземельского орогенов. Следовательно, Припайхойско-Приновоземельский тектонический элемент нельзя считать краевым прогибом, за исключением его восточной части, где возраст пермско-триасовых формаций соответствует времени разрушения Полярно-Уральского орогена. История развития этого краевого сегмента Тимано-Печорской плиты, связанная с устойчивым погружением её пассивной окраины в течение палеозоя – раннего мезозоя и соответственно с увеличением толщины осадочного чехла до 10-12 км, свидетельствует о принадлежности расположенной там Припайхойско-Приюжноновоземельской структуры к области перикратонного опускания.

Южно-Приновоземельский прогиб имеет широкий юго-западный борт (Приновоземельская депрессия), и крутой северо-восточный, ограниченный надвиганием Вашуткина-Талотинской зоны. Складчатость здесь отмечена практически на всех уровнях; в сводах антиклиналей на дно моря выходят в основном верхнетриасовые отложения. В Долгинско-Папанинской структурной зоне на Долгинском и Папанинском валах складчатость менее напряжённая, но более интенсивная, чем на Гуляевских структурах.

Коротаихинская впадина (220 x 80–120 км) расположена на крайнем северо-востоке провинции, значительная часть её находится в акватории. Это одна из наиболее сложно построенных структурно-тектонических единиц перикратона. Коротаихинская впадина осложнена тремя структурами второго порядка: Лабогейской моноклиной, Верхневоркутской зоной дислокации, Хейягинской депрессией. Приорогенный борт впадины более полно изучен на суше и выделяется как Васьягинско-Сабриягинская складчатая зона.

Севернее Коротаихинской впадины выделена Русановская складчато-надвиговая зона. По поверхности фундамента она является депрессионной структурой и ранее обычно включалась в состав Коротаихинской впадины. По последним геолого-геофизическим данным она выделена в самостоятельную структуру первого порядка.

С юго-запада краевой мегапрогиб, прилегающий к структурам Пай-Хоя и о. Вайгач, ограничен узким резко выраженным поднятием, состоящим из поднятия Чернова на суше и продолжающей его на акватории Вашуткина-Талотинской складчато-надвиговой зоны.

В её строении усматриваются два уровня дислокаций – автохтон с погребёнными

грабенами и горстами и пластины аллохтона. На юге зоны в автохтоне оконтуривается погребенный Талотинский вал. В акватории происходит резкое погружение зоны до 5,0 км по поверхности карбона. Там пластины аллохтона смяты в брахиантиклинали – Покровскую, Мерцающую, Михайловскую и др.

Предуральский мегапрогиб представляет собой линейно-вытянутую вдоль западного склона Урала систему крупных компенсационных опусканий, сформировавшихся в зоне сочленения Тимано-Печорской плиты и Уральского горно-складчатого сооружения.

В Тимано-Печорской части прогиба (протяжённость порядка 1000 км) выделяются с юга на север отрицательные структуры I порядка – Верхнепечорская, Большесынинская, Косью-Роговская впадины, разграниченные Среднепечорским поперечным поднятием и южной частью гряды Чернышёва. В северной части прогиба выделяется Воркутское поперечное поднятие.

Гряда Чернышёва (400 x 10–20 км) имеет линейно вытянутую дугообразную форму и представляет собой сложно построенную чешуйчато-надвиговую структуру. В пределах Предуральского краевого прогиба она является западным ограничением внешней структурной зоны в северной части прогиба. Более мелкими продольными дугообразными тектоническими нарушениями гряда Чернышёва разделена на кулисообразно расположенные дизъюнктивные блоки (Тальбейский, Шарью-Заостренский, Яньюский, Хоседаюский вал и Адзъавомскую депрессию).

Косью-Роговская впадина (300 x 30–120 км) вытянута в северо-восточном направлении, является одной из наиболее крупных впадин Предуральского прогиба. Впадина имеет форму клина, обращённого остриём к юго-западу. По типу приповерхностных структур Косью-Роговская впадина чётко делится на две продольные структурные зоны: внешнюю западную и внутреннюю восточную. Во внешней зоне выделяются структуры второго порядка: Кочмеская ступень и Абезьская депрессия, во внутренней зоне – Интинская и Прилемвинская складчато-чешуйчатые и складчато-покровные зоны.

Воркутское поперечное поднятие (70 x 70 км) на севере примыкает к Косью-Роговской впадине. Оно представлено Падимейской зоной, Ярвожским куполом, Юньягинской антиклинальной зоной и горстом Чернова.

Падимейская зона находится на севере Воркутского поднятия, обрываясь на юге надвигом (взбросом) нижнепалеозойского уровня деструкции. Не исключено, что этот надвиг является продолжением в Косью-Роговской впадине Вашуткина-Талотинского надвига Коротаихинской впадины. На северо-западе поперечного поднятия обособляется

горст Чернова (140 x 10 км) – узкая горстообразная структура, строение которой во многих чертах сходно с грядой Чернышёва. Юньягинская антиклинальная зона выделяется на крайнем востоке Воркутского поднятия и является тектонической пластиной по надвигу ордовикского уровня деструкции частично перекрывающей Ярвожский купол.

Большесынинская впадина (260 x 25–80 км) имеет форму сужающегося к югу клина, примыкающего в своей северной части к структурам Колвинского мегавала и Денисовского прогиба. Восточной границей впадины служит система надвигов и глубинных разломов гряды Чернышёва и Западно-Уральской складчатой области. С запада и юго-запада впадина граничит с Печоро-Кожвинским мегавалом; эта граница также контролируется зоной глубинных разломов. В пределах впадины выделяются структуры второго порядка – Вяткинская депрессия, Нитчемью-Сынинская ступень, Среднешугорская и Мичабичевникская тектонические пластины.

Среднепечорское поперечное поднятие (250 x 20–50 км) является своеобразной крупной седловиной, разделяющей Большесынинскую и Верхнепечорскую впадины. Поднятие лежит на продолжении структур Печоро-Кожвинского мегавала. В пределах поднятия выделены структуры второго порядка: Югид-Кыртинская, Худоель-Войская и Аранец-Переборская антиклинальные зоны, Тимаизское складчато-блоковое поднятие и Даниловская депрессия.

Верхнепечорская впадина (470 x 50–70 км) протягивается от Полюдова поднятия на юге до Среднепечорского поперечного поднятия на севере. Впадина имеет асимметричную форму, осевая зона сдвинута к более крутому восточному борту. В структуре впадины выделяются три резко отличные по строению зоны: западная (внешняя), центральная (приосевая) и восточная (внутренняя). Северную часть внутренней зоны осложняет Вуктыльская тектоническая пластина, южнее находится Сарьюдинская складчато-чешуйчатая зона, а южную часть впадины осложняют Курьинская антиклинальная зона и Патраковская складчато-покровная зона. На западе Верхнепечорской впадины выделена структура первого порядка: Печоро-Илычская моноклираль, а на её крайнем юго-востоке – Говорухинско-Немыдская складчатая зона.

В Западно-Уральской мегазоне установлены складчато-надвиговые и складчато-чешуйчатые дислокации, принадлежащие к крупным пластинам дисплектов или параавтохтонов: Среднешугорская пластина, Восточно-Кырташорская складчато-надвиговая и Печоро-Сыпучинская складчато-чешуйчатая зоны. Складчато-блоковую природу имеет Тимаизское поднятие, расположенное непосредственно на продолжении Среднепечорского.

Лемвинский и Малопечорский аллохтоны, сложенные сланцевыми формациями континентального Палео-Уральского склона перекрывают Восточно-Лемвинскую и Печоро-Сыпучинскую зоны.

Нефтегазоносные комплексы

Нефтегазоносность осадочного чехла Тимано-Печорской провинции охватывает широкий стратиграфический диапазон – от рифея до триаса. Циклы седиментации и стадии тектонического развития определили закономерности распределения ПР и НГМП, которые благодаря этим качествам объединены в нефтегазоносные комплексы (НГК).

По генетической принадлежности залежей НГК разделяются на сингенетические (первично нефтегазоносные) с нефтегазоматеринскими толщами и природными резервуарами и эпигенетические (вторично нефтегазоносные), включающие преимущественно лишь ПР. Приоритетный тип РОВ – гумусового или сапрапелевого, во многом определяет долю жидкой или газовой фазы генерированных в НГК УВ. Присутствие НГМТ в НГК устанавливается по количеству и типу РОВ. К НГМТ отнесены породы с содержанием $C_{орг} > 0,2\%$. Они разделены на категории: высокопродуктивные (2-10 % / 3 %), среднепродуктивные (1-5 % / 2 %), низкопродуктивные (0,3-0,7 % / 0,6 %), бедные ($< 0,2\%$). Генерационные возможности и предпосылки для миграции УВ и аккумуляции в выделенных НГК следующие:

1. **Верхнекембрийско-нижнеордовикский нефтегазоперспективный НГК** представлен терригенными отложениями верхнего кембрия - нижнего ордовика базальной части осадочного чехла, мощностью от 800 м на западе до 2500 м на востоке Тимано-Североуральского региона. Пористость песчаных пластов- коллекторов в Ижма-Печорской синеклизе до 20 %, в Хорейверской- не превышает 12 %. Залежей УВ в отложениях комплекса пока не выявлено. НГМТ в породах НГК не обнаружены. Однако присутствие залежей не исключается вследствие перетока УВ из стратиграфически более молодых отложений с НГМТ, оказавшихся по тектоническим причинам гипсометрически ниже верхнекембрийско-нижнеордовикских (нижнее- и среднедевонские породы Печоро-Колвинского авлакогена).

2. **Среднеордовикско-нижнедевонский НГК** представлен терригенными и карбонатными отложениями среднего и верхнего ордовика, карбонатными отложениями силура и глинисто-карбонатными образованиями нижнего девона. Максимальные его мощности до 3,0-3,5 км. Наибольший стратиграфический объем фиксируются в Печоро-Колвинском авлакогене и в Предуральском прогибе. Кровля НГК залегает на глубинах до 6-

8 км.

Среди образований НГК преимущественным развитием пользуются карбонатные коллекторы каверново-трещинного-порового типа. Их пористость изменяется в пределах от 5 до 20 % (в среднем составляя 7-12 %), проницаемость достигает 500-900 мД. Распространение коллекторов, среди которых преобладают среднеёмкие, контролируются развитием процессов доломитизации и выщелачивания органогенных и кристаллических известняков и доломитов.

Терригенные коллекторы, имеющие ограниченное распространение, представлены мелко- и среднезернистыми плотными кварцевыми песчаниками, пористость которых составляет 6-9% при проницаемости 0,5-9,5 мД.

В качестве региональной покрышки рассматриваются глинистые и карбонатно-глинистые (на северо-востоке региона) образования тиманского (кыновского) и саргаевского горизонтов. В качестве зональных покрышек – сульфатно-карбонатная толща верхнего ордовика и глинистые отложения нижнего девона.

НГК средней продуктивности установлены в палеопрогибах Печоро-Колвинского авлакогена, в Варандей-Адзвинской структурной зоне и на севере Косью-Роговской впадины Предуральского прогиба. Бедным содержанием $C_{орг}$ отличаются Омра-Лыжская седловина и Хорейверская впадина. Низкую и даже бедную продуктивность имели породы комплекса на значительной части Предуральского прогиба. Наибольшие содержания $C_{орг}$ характерны для терригенно-карбонатных пород нижнего девона. Стадии катагенного преобразования сапропелевого и смешанного гумусово-сапропелевого РОВ от МК₂ (гл. 2,5 км) до АК₁-АК₂ (гл. 6,3 км) свидетельствуют о его повсеместном достижении генерационной зрелости.

3. *Среднедевонско-нижне-среднефранский НГК* является одним из основных промышленно нефтегазоносных объектов в ТПП. Состоит из двух подкомплексов среднедевонско-нижнефранского (яранского) и джъерско-саргаевского (нижне- и среднефранского). Последний, помимо нефтегазоносных песчаниковых пластов джъерского горизонта, является региональной тимано-саргаевской покрышкой для всех песчаниковых пластов НГК. В северной части территории значение комплекса падает вследствие ухудшения свойств региональной тиманско-саргаевской покрышки. Комплекс представлен ритмичным чередованием песчаников, алевролитов и глин, в верхней части местами с прослоями туффитов. Глубина залегания НГК варьирует от первых сотен метров в западной части региона до 4-6 км в погруженных частях Печоро-Колвинского авлакогена. Мощность

его соответственно возрастает в пределах авлакогена до 2000 м.

Емкость коллекторов обусловлена в основном межзерновой пористостью песчаников. Трещинная пористость, развитая в зонах дизъюнктивных нарушений, имеет подчиненное значение. Пористость изменяется в широких пределах от 9 до 22 % при преобладании средне- и высокеемких коллекторов. Проницаемость в среднем составляет 50-150 мД.

Наибольший объем среднепродуктивных пород установлен в палеорифте, на месте современных Печоро-Кожвинского мегавала и Среднепечорского поперечного поднятия. Вторая зона среднепродуктивных слоёв находится на месте современного Мичаю-Пашнинского вала. Тип РОВ гумусовый и сапропелевый. Степень катагенеза (МК₁-МК₅) указывает на генерацию УВ нефтегазоматеринскими толщами комплекса в главных зонах нефте- и газообразования (ГЗН и ГЗГ). Последняя простирается вдоль разломов на юге Печоро-Колвинского авлакогена, Среднепечорском поднятии и на северо-востоке Верхнепечорской впадины, где катагенная преобразованность ОВ достигает МК₅-АК₁.

Нижне-среднефранский карбонатно-терригенный подкомплекс имеет более широкое распространение по сравнению с подстилающим. Его слои средней продуктивности локализуются преимущественно в палеорифтовых прогибах Печоро-Колвинского авлакогена, в Омра-Лыжской седловине, Верхнепечорской впадине, Варандей-Адзвинской структурной зоне. ПР установлены повсеместно.

4. *Доманиково-турнейский НГК* сложен преимущественно карбонатными породами: известняками, глинистыми известняками с подчиненным количеством мергелей, содержащих тонкие прослои глин, и доломитами. Большую роль играют органогенные образования. Максимальная глубина погружения кровли комплекса составляет 4-6 км. Мощность достаточно выдержана и не превышает 500-600 м, лишь в погруженных частях Печоро-Колвинского авлакогена повышаясь до 2000 м.

Основная продуктивность комплекса связывается со сложно построенными коллекторскими толщами органогенных массивов и биогермов. В органогенных образованиях коллекторами являются выщелоченные и кавернозные известняки с открытой пористостью 10-20%. В карбонатных проницаемых толщах развиты коллекторы трещинно-кавернового типа, иногда с гранулярной пористостью, составляющей также 15-20 % при проницаемости до 950 мД.

В качестве зонального флюидоупора рассматриваются глинистые толщи нижнего-среднего визе. В северных и некоторых других районах региона они местами отсутствуют или замещаются проницаемыми породами, что создает менее благоприятные условия для

сохранения залежей под зональными и локальными покрывками, представленными массивными мергелями с прослоями глин в отложениях фаменского яруса.

НГМТ высокой и средней продуктивности сосредоточены в двух литолого-фациальных подразделениях НГК – доманиковой свите, представляющей собой конденсированные кремнисто-глинисто-карбонатные осадки относительно глубоководной впадины, и отложениях, заполнивших эту впадину. Высокопродуктивные породы доманика с РОВ сапропелевого типа простираются на юго-западе Омра-Лыжской седловины, заполняют палеорифтовый прогиб в юго-восточной части Печоро-Колвинского авлакогена и на месте Среднепечорского поднятия. На остальной части авлакогена, а также в Хорейверской впадине, Предуральском прогибе и Варандей-Адзвинской структурной зоне установлены нефтегазоматеринские толщи средней продуктивности. Толщи заполнения палеовпадин с РОВ гумусово-сапропелевого типа характерны для НГМТ средней продуктивности. Максимальные их объёмы наблюдаются в Верхнепечорской впадине, где распространены позднефаменско-турнейские терригенно-карбонатные осадки. Ранняя стадия преобразования ОВ-МК₁ отмечена на глубине 1,9 км. Генерация высокопреобразованных битумоидов на стадии МК₄ (глубина 4,5 км) затухает, а на стадии МК₅ фиксируется переход в зону первичных конденсатов и «жирных» газов Предуральского прогиба.

5. **Нижне-средневизейский НГК**, представленный переслаиванием песчаников, алевролитов и глин, распространен повсеместно. Мощность его достигает 300-350 м. В качестве резервуаров рассматриваются песчаные пласты, отличающиеся высокими емкостными свойствами - их открытая пористость достигает 25 %, проницаемость изменяется в широких пределах от единиц до 216 мД. Комплекс содержит НГМТ средней продуктивности. Стадии катагенеза РОВ в Предуральском прогибе составляют МК₂-МК₅, на юге Печоро-Колвинского авлакогена – МК₂, на остальной территории – МК₁.

6. **Средневизейско-нижнепермский НГК**, повсеместно распространенный на территории ТПП, сложен карбонатными породами: известняками и доломитами. Кровля его в наиболее погруженных участках региона залегает на глубинах 2-4 км. Мощность НГК выдержана и составляет около 500-600 м. Для внутреннего строения комплекса характерно широкое развитие органогенных построек и биогермных массивов различной природы и морфологии. В связи с этим коллекторские свойства карбонатных пород комплекса изменяются в очень широких пределах и зависят от литологического состава отложений, степени их доломитизации, выщелачивания и других вторичных процессов, широко проявившихся благодаря многочисленным внутриформационным перерывам.

Распространены коллекторы порового, порово-кавернового, порово-трещинного типов. Пористость достигает 30 %, составляя в большинстве случаев 15-20 %. Проницаемость варьирует от единиц до 1000 мД в зависимости от степени вторичных изменений карбонатных пород.

В качестве региональной покрывки выступает кунгурский экран, сложенный, толщей глин с подчиненными прослоями песчаников. В разрезах Предуральского краевого прогиба роль покрывок выполняют сульфаты кунгурского яруса (Верхнепечорская впадина) или флишеидные артинские породы. Зональными и локальными покрывками выступают сульфатные образования серпуховского яруса и глины верейского горизонта московского яруса.

Генерационные возможности комплекса минимальные. Содержание $C_{орг}$ не превышает 0,1-0,4 %. Степень катагенеза на большей части ТПСБ - МК₁ и лишь на севере Печоро-Колвинского авлакогена и в Предуральском прогибе она увеличивается соответственно до МК₂ и МК₂-МК₅. Комплекс является эпигенетичным.

7. Нижнепермский (артинско-кунгурский) НГК сложен песчаниками, алевритами и глинами. Мощность его, почти повсеместно составляющая от 200 до 400 м, в Предуральском прогибе резко увеличивается до 2000 м и более. Кровля НГК погружена на глубины около 2 км, а в Припайхойско-Приюжноновоземельском перикратоне до 3,5-4,0 км.

Рассматриваемые в качестве резервуаров песчаные пласты и пачки характеризуются высокими значениями открытой пористости, до 20-28 %, но низкой проницаемостью. Флюидоупором для образований НГК являются отложения верхней перми, представленные глинами с подчиненными прослоями песчаников.

Нефтегазоматеринские толщи комплекса не отличаются высокой продуктивностью. Вступление в глубины зон нефтеобразования (ГЗН) для обоих типов РОВ, особенно для преобладающего гумусового, растянутое. ГЗН начинается со стадии МК₁ (глубина 2,1 км) и завершается на стадии МК₃ (глубина 3 км). У гумусового ОВ при таком катагенезе генерация жидких УВ ещё какое-то время продолжалась. Раннее прекращение жидких УВ даёт основание предполагать о реализации значительной части ОВ в газоконденсатную и газовую фазы. Интенсивность преобразования РОВ на большей части Тимано-Печорского седиментационного бассейна не превышает стадий ПК-МК₁. Более высокие стадии катагенеза (МК₂-МК₃ и МК₄-МК₅) отмечены в центральной и внутренней зонах Предуральского прогиба.

8. Уфимско-верхнепермский НГК распространен в пределах всей ТПП. Его

мощность меняется от нескольких десятков метров в пределах Ижма-Печорской впадины до 2,5 км в Предуральском прогибе. Глубины залегания комплекса также различны: от 0 на юге Ижма-Печорской впадины до 2000 м и более в Большесынинской и севере Коротаихинской впадин. Коллекторами в рамках НГК служат полимиктовые песчаники уфимско-казанского ярусов. Залежи УВ сосредоточены в высоко- и среднемких коллекторах дельтового и руслового генезиса. Пористость коллекторов составляет до 30 %, проницаемость до 2000 мД.

Уфимско-верхнепермский НГК не имеет своей региональной покрывки, его нефтегазоносность определяется зональными и локальными экранами.

Сероцветные и угленосные породы комплекса средней и высокой продуктивности содержат сапропелевое (в прибрежно-морских и озёрно-лагунных фациях), смешанное и преимущественно гумусовое ОВ, а также пласты угля и углефицированной породы. Выход из ОВ битумоидов низкой преобразованности устанавливается на стадии ПК₃ (глубина 1,6 км). Слабая активизация генерационного процесса отмечается на стадии МК₁. При достижении МК₃ (до глубины 3,5 км) она резко сокращается. Катагенное преобразование ОВ в Р₂ НГК равномерно возрастает к внутренней зоне Предуральского прогиба, где оно достигает стадий МК₃-МК₄ и даже МК₅. На севере Тимано-Печорского бассейна, где отложения НГК представлены в значительном объёме морскими фациями, его возможности в отношении генерации жидких УВ резко возрастают. Генерационный потенциал красноцветных континентальных отложений незначителен. Они включают лишь природные резервуары.

9. Триасовый НГК сложен чередованием песчаников, алевролитов и глин. Отложения комплекса выходят на дневную поверхность в Предуральском прогибе и на восточном склоне Тиманского поднятия. В центральной части ТПП кровля НГК погружена на глубины около 1 км. Мощность комплекса не превышает 1000-1200 м, но во впадинах Предуральского краевого прогиба достигает 2,5-3,0 км.

В составе НГК преобладают средне- и высокеемкие коллекторы: пористость продуктивных пластов составляет 18-28 %.

В качестве зональных флюидоупоров выступают глинистые образования верхней юры, развитые почти повсеместно. В аллювиально-дельтовых и озёрных отложениях содержание $C_{орг}$ минимальное. Нефтегазоматеринские толщи отсутствуют. Повсеместно развиты лишь природные резервуары.

Кроме этих традиционных нефтегазоносных комплексов в качестве нефтегазоперспективного нефтегазоносного комплекса (НГП НГК) может быть выделен

рифейский. Установлено развитие многочисленных и значительных битумо-, нефте- и газопоявлений в верхней, изученной бурением, части разреза рифейских образований Тимана и прилегающих к нему частей Нерицкой ступени и Ижма-Печорской синеклизы.

Рифейский НГП НГК впервые как нетрадиционный потенциально нефтегазоносный объект рассматривался при количественной оценке перспектив нефтегазоносности проведенной в 1988 г. ВНИГРИ под руководством Л.Г. Каретникова.

Нефтегазогеологическое районирование

Исходя из сравнительного анализа НГК, условий формирования и особенностей размещения УВ в осадочном чехле и на крупных структурах ТПП в её границах выделены 10 нефтегазоносных областей (НГО) и один самостоятельный нефтегазоносный район (НГР): Ижма-Печорская, Малоземельско-Колгуевская, Печоро-Колвинская, Хорейверская, Восточно-Поморская, Варандей-Адзвинская, Северо-Предуральская, Припайхойско-Приюжноновоземельская, и Северо-Печороморская, Северо-Предуральская, Ухта-Ижемский, НГР (рис. 1, табл. 1). Часть НГО ТПНГП расположена только на суше, однако большинство имеет морское продолжение, а некоторые целиком выделены в акваториальной части ТПП.

Ухта-Ижемский самостоятельный НГР выделен в восточной части Тиманской гряды, в пределах Ухта-Ижемского вала. По соотношению потенциальных ресурсов нефти (около 2/3) и газа (1/3) район является нефтегазовым. Промышленная нефтегазоносность связана с терригенными отложениями среднедевонско-нижнефранского НГК.

В НГР выявлено 18 месторождений, в том числе крупное Ярегское месторождение тяжёлой высоковязкой нефти, чья уникальность состоит в неглубоком залегании нефтенасыщенных песчаников среднего девона и разработке залежи шахтным способом.

Ижма-Печорская НГО расположена в пределах одноимённой синеклизы. В области выделяется 8 нефтегазоносных районов, в которых открыто 55 месторождений УВ, в основном месторождения многозалежные. По соотношению нефти и газа в недрах область относится к газонефтяной.

На севере Ижма-Печорской НГО промышленные скопления не установлены, а южнее, на территории Республики Коми они выявлены, главным образом, в узком стратиграфическом диапазоне – в рифогенных отложениях франского и фаменского ярусов верхнего девона. Отличительной особенностью НГО является приуроченность всех газовых и более половины нефтяных месторождений к терригенным образованиям среднедевонско-нижнефранского нефтегазоносного комплекса. Почти все выявленные месторождения в пространственном отношении приурочены к Омра-Лыжской седловине, с Верхнепечорской

впадиной. К крупным месторождениям области относятся – Западно-Тэбукское, Пашнинское и Южно-Низевое нефтяные.

Малоземельско-Колгуевская НГО одна из выделенных впервые наиболее обширных областей северной части Тимано-Печорской провинции. В тектоническом отношении отвечает одноимённой моноклинали, наклоненной на север и северо-восток; а также включает Бугринскую моноклинали и Северо-Колгуевскую депрессию. Ранее в этой части ТПНГП, на меньшей территории существовал лишь один Малоземельско-Колгуевский НГР. Ныне в пределах НГО выделены три НГР, причём два из них расположены практически полностью в акватории Печорского моря. Промышленные месторождения выявлены только в пределах Восточно-Колгуевского НГР - крупное Песчаноозёрское газонефтяное (12 залежей УВ) и мелкое Таркское нефтяное (2 залежи).

Нефтегазоносность Нарьян-Марского НГР установлена только в зоне сочленения с Шапкина-Юрьяхинским валом, в каменноугольной части разреза на Хацирейском непромышленном месторождении. Перспективы связаны с неантиклинальными ловушками в среднедевонско-нижнефранской части разреза.

В Западно-Колгуевском НГР скоплений нефти и газа не выявлено. Перспективы связаны, в первую очередь, с Западно-Колгуевским прогибом прослеженным по кровле ордовикских и по кровле разновозрастной поверхности нижнедевонско-силурийских отложений, а также унаследованным в раннефранское время.

Печоро-Колвинская НГО приурочена к одноимённому авлакогену, в пределах которого сосредоточено до 1/3 потенциальных ресурсов УВ всей ТПНГП. В НГО выделяется 10 нефтегазоносных районов, в которых выявлено более 50 газовых, газоконденсатных, нефтегазовых и нефтяных месторождений, значительное количество из которых многозалежные, например, Лаявожское нефтегазоконденсатное - 6 залежей, Харьягинское нефтяное - 17 залежей. По соотношению нефти и газа в недрах область является газонефтяной.

По классу крупности преобладают мелкие месторождения, но в отличие от других НГО здесь сосредоточено много средних по запасам месторождений (Южно-Шапкинское, Югидское, Кыртаельское нефтегазоконденсатные) и большинство крупных месторождений провинции.

Практически все месторождения НГО приурочены к инверсионным валам и антиклинальным зонам, причём значительная часть скоплений контролируется глубинными разломами, ограничивающими авлакоген.

Крупные месторождения УВ выявлены в Лайско-Лодминском НГР (Лаявожское нефтегазоконденсатное), Харьяга-Усинском (Харьягинское, Возейское, Усинское нефтяные) и Ярейюском (Южно-Хыльчующское газонефтяное). В Кыртаельско-Печорогородском НГР выявлены, в основном, газонефтяные и нефтегазоконденсатные залежи (D_2 - D_3f_1 , P_{1u} - P_3), средние по запасам (Кыртаельское нефтегазоконденсатное и Печорогородское газоконденсатное).

В Поморском НГР установлена промышленная газоносность в пределах Поморского месторождения, где выявлена газоконденсатная залежь в карбонатных отложениях нижней перми–карбона. По запасам месторождение отнесено к категории средних. При сопоставлении результатов работ по суше и морю и увязке соответствующих материалов, исследователями ФГУП «ВНИГРИ» высказано предположение о наличии системы впадин, затухающих на севере Поморской ступени и по сути ограничивающих развитие рифтовой системы краевой части авлакогена. При подтверждении наличия впадины заполненной мощной толщей поддоманиковых отложений, можно говорить о новом крупном направлении геологоразведочных работ в Печорском море.

Скопления нефти и газа в пределах Носового, Западно-Колоколморского и Восточно-Колоколморского районов не выявлены. Перспективы Носового НГР связаны с широким спектром верхнедевонско-нижнепермских карбонатных и верхнепермских, а также нижнетриасовых терригенных отложений; перспективы Западно-Колоколморского - с практически всеми карбонатными комплексами, и в первую очередь с визейско-нижнепермском комплексом, Восточно-Колоколморского - с отложениями верхнего девона и с пермско-каменноугольной частью разреза.

Стратиграфический диапазон нефтегазоносности в НГО очень широк: от отложений нижнего силура до триаса. Степень концентрации УВ в недрах весьма неравномерна. Особый интерес представляет терригенно-карбонатный визейско-нижнепермский НГК, в котором сосредоточено до половины разведанных запасов нефти и около $2/3$ газа. На втором месте - терригенный среднедевонско-нижнефранский НГК, который аккумулируют порядка $1/5$ разведанных запасов УВ. Необходимо отметить, что газовые залежи преобладают в верхней части осадочного чехла НГО: в визейско-нижнепермском терригенно-карбонатном комплексе и в терригенных уфимско-верхнепермском и триасовом НГК. В доманиковотурнейском терригенно-карбонатном НГК открыта основная по запасам залежь нефти Харьягинского месторождения.

Хорейверская НГО находится на территории Хорейверской впадины, имеет морское

продолжение и ограничена на севере (в акватории Печорского моря) Кошкинской котловиной и субширотной Паханческой террасой. В её пределах выделяется 3 нефтегазоносных района, к настоящему времени здесь известно около 60 месторождений нефти. По соотношению нефти и газа в недрах область является нефтяной.

К крупным относятся месторождения им. Р. Требса и им. А. Титова, к средним - Висовое, Колвинское. Веякошорское, Верхнелайское и другие. Большинство месторождений однозалежные, редко состоят из 2–3 залежей (например, Северо-Сихорейское месторождение с тремя залежами в карбонатных образованиях нижнего фамена).

В пределах НГО среди карбонатных комплексов чехла большое развитие получили рифовые постройки и другие органогенные образования, с которыми связаны высокоёмкие ловушки УВ. Все основные НГК НГО это карбонатные комплексы. Практически половина всех известных залежей выявлена в образованиях доманико-турнейского НГК, примерно по четверти в среднеордовикско-нижнедевонском и визейско-нижнепермском НГК.

Промышленная нефтеносность в пределах Паханческого НГР не установлена. К наиболее перспективным отложениям относятся ордовикско-нижнедевонские (преимущественно нижнедевонские) карбонатные, доманиково-турнейские и средне-верхнекаменноугольные отложения.

Восточно-Поморская НГО выделена в пределах Русской моноклинали. При этом некоторые черты, характерные для Хорейверской НГО, приуроченной к Большеземельскому своду, сохраняются и в Восточно-Поморской НГО. К наиболее важным из них можно отнести развитие прогибов вдоль краевых частей Русской моноклинали, выполненных ордовикско-нижнедевонскими и на ограниченной территории среднедевонскими отложениями.

Вся область расположена в пределах Печорского моря.

Варандей-Адзьвинская НГО выделена в границах сложно построенной одноимённой структурно-тектонической зоны. Месторождения, приуроченные к узким валам и горстообразным поднятиям, как правило, контролируются глубинными разломами. В пределах области выделяется 3 НГР, в которых выявлено более 20 месторождений УВ, в том числе 2 крупных на акватории Печорского моря. На суше, за исключением крупного Хасырейского месторождения, остальные относятся к категориям средних и мелких. По соотношению нефти и газа в недрах область относится к нефтеносной.

Промышленно нефтеносен весь осадочный чехол НГО, но концентрация в нём УВ неравномерна. Так, в карбонатном ордовикско-нижнедевонском и в терригенных уфимско-

верхнепермском и триасовом НГК выявлено одинаковое, примерно по 20, количество промышленных нефтяных залежей. Однако, разведанные запасы, сосредоточенные в верхних терригенных комплексах, вдвое превышают запасы в ордовикско-нижнедевонском НГК.

Выделенная впервые Припайхойско-Приюжноновоземельская НГО приурочена к структурам одноименного перикратона (Русановская складчато-надвиговая зона, Васьягинско-Сабриягинская складчатая зона, Вашуткина-Талотинская складчато-надвиговая зона и Коротаихинская впадина), развита как в пределах суши ТПНГП, так и на акватории Печорского моря. В составе Припайхойско-Приюжноновоземельской НГО выделено 6 нефтегазоперспективных районов. По соотношению потенциальных ресурсов нефти и газа область является газонефтеносной.

В пределах НГО только в Папанинско-Долгинском НГР выявлено Долгинское многопластовое месторождение с залежами нефти в карбонатных отложениях верхнего карбона-нижней перми и верхнепермских терригенных отложений. Перспективы нефтегазоносности связаны практически со всеми выделенными и прослеженными с суши ТПП нефтегазоносными комплексами. Во всех остальных районах области выявленных скоплений нефти и газа не установлено.

Перспективы Вашуткина-Талотинского НГР связываются с визейско-нижнепермским и уфимско-верхнепермским и триасовым комплексами, Коротаихинского НГР - с карбонатными отложениями визейско-нижнепермского НГК, из которых был получен непромышленный приток нефти на Хавдейской площади, а также верхнепермскими и триасовыми терригенными отложениями, Васьягинского НГР - главным образом, с поднадвиговыми пермско-каменноугольными карбонатными пластинами, доступными глубокому бурению, Русаковского НГР - с визейско-нижнепермским карбонатным комплексом в поднадвиговой части, а также с более глубоко залегающими карбонатными комплексами (доманиково-турнейским и среднеордовикско-нижнедевонским), Приновоземельского НГР - исключительно с его юго-западной частью, где прогнозируется выявление залежей в доманиково-турнейском, визейско-нижнепермском и уфимско-верхнепермском комплексах.

Северо-Предуральская НГО приурочена к Предуральскому краевому прогибу. В составе НГО выделено 9 нефтегазоносных районов. По соотношению потенциальных ресурсов нефти и газа область является газонефтеносной.

В пределах Вуктыльского НГР открыто уникальное по запасам Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение в отложениях визейско-нижнепермского НГК.

В последние годы на территории фронтальной поднадвиговой части Уральского орогена, характеризующейся пока недостаточной геолого-геофизической изученностью, тем не менее, выделяется 2 перспективных района **Западно-Уральской НГО: Печоро-Сыпучинский и Восточно-Лемвинский**. В их пределах месторождений УВС пока не обнаружено.

Северо-Печороморская ПНГО выделяется в пределах крайней северо-западной части ТПП, на одноимённой моноклинали. На юге область сочленяется с большей частью крупных тектонических элементов I порядка, распространённых в пределах акватории Печорского моря (Восточно-Колгуевская структурная зона, Песчаноморская депрессия, Восточно-Колгуевская депрессия, Поморская ступень, Русская моноклираль), а с востока ограничена Долгинско-Папанинской структурной зоной. В силу больших глубин залегания возможных нефтегазоносных комплексов и существенных глубин моря перспективы Северо-Печороморской ПНГО весьма проблематичны. В пределах ПНГО пока не выделено ни одной перспективной зоны нефтегазонакопления.

Выводы

Выполненная на основании обстоятельного анализа, полученного в последнее десятилетие геолого-геофизического материала, корректировка тектонического районирования и осуществлённого на его базе нефтегазогеологического позволит не только провести более обоснованно уточнение НСР по обновлённым геотектоническим и нефтегазоперспективным элементам Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, но также наметить ряд последующих научно-методических мероприятий по оценке целевых перспективных объектов в пределах НГР и НГО и обоснованию эффективного ведения геологоразведочных работ в их пределах.

Одним из важных направлений такой деятельности будет расширение границ ТПНГП за счёт строгого научного обоснования перспектив нефтегазоносности сложно построенных районов Тиманской гряды и Западно-Уральской мегазоны.

Второе направление включает Печороморское продолжение ТПНГП, где выполненные геологоразведочные работы были ориентированы на весьма небольшую часть перспективной территории в пределах ярко выраженных положительных структур (валов) и с акцентом на три «верхних» нефтегазоносных комплекса, что в существенной мере снижало диапазон изучения, как по площади, так и разрезу. Выделение целевых объектов изучения на акватории, имеющих промышленную нефтегазоносность на суше ТПНГП, в единых структурно-тектонических условиях, позволит расширить перспективы и эффективно вести

поиски, направленные на обнаружение объектов сложного геологического строения и расположенных на значительной глубине.

Литература

Дедеев В.А. Тектоническая карта докембрийского фундамента Русской плиты //Геотектоника, 1972. - №3. – С. 27-32.

Дедеев В.А., Запорожцева И.В. Земная кора Европейского Северо-Востока СССР /Под ред. В.П. Якуцени. – Л.: Наука, 1985. – 97 с.

Докембрий Восточно-Европейской платформы: геология и нефтегазоносность. – СПб.: ВНИГРИ, 2002. – 391 с.

Кремс А.Я., Вассерман Б.Я., Матвиевская Н.Д. Условия формирования и закономерности размещения залежей нефти и газа. - М.: Недра, 1974.- 332 с.

Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. – М.: ВНИГНИ, 2000. – 189 с.

Нефтегазоносность северо-запада и восточных регионов России /Под ред. Ю.Н. Григоренко, О.М. Прищепы. – СПб.: Недра, 2009. – 271 с.

Нефтегазоносность СССР (Объяснительная записка к картам нефтегазоносности и нефтегеологического районирования СССР м-ба 1:2500000). - М.: Военное издательство, 1987. – 224 с.

Никонов Н.И., Куранов А.В. К вопросу о выделении новой – Предпайхойско-Новоземельской нефтегазоносной области в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции //Материалы XV Геологического съезда Республики Коми. – Сыктывкар: Геопринт, 2009. – Т.III. – С. 102-103.

Объяснительная записка к тектонической карте Баренцева моря и северной части европейской России /Под ред. Н.А.Богданова и В.Е.Хаина. - М.: Институт литосферы РАН, 1996. – 94 с.

Прищепа О.М. Оценка перспектив нефтегазоносности Печороморского продолжения Тимано-Печорской провинции //Oil@Gas Journal Russia. - 2009 (декабрь). - С. 56-63.

Прищепа О.М., Баженова Т.К., Богацкий В.И. Нефтегазоносные системы Тимано-Печорского осадочного бассейна (включая акваториальную печороморскую часть) //Геология и геофизика, 2011. - №8. - С. 1129-1150.

Прищепа О.М., Богацкий В.И. Нефтегазовый потенциал акваториальной части севера Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции //Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2009. - № 6. - С. 2-9.

Прищепа О.М., Богацкий В.И., Орлова Л.А., Чумакова О.В., Костыгова П.К. Прогноз нефтегазоносности области северного замыкания Тимано-Печорского осадочного бассейна //Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2009. – Т.4. - №3. - http://www.ngtp.ru/rub/6/36_2009.pdf

Прищепа О.М., Богацкий В.И., Чумакова О.В. Зоны нефтегазонакопления Припайхойско-Приновоземельской нефтегазоносной области и первоочередные направления геолого-поисковых работ //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2011. - № 2. - С. 4-19.

Прищепа О.М., Богацкий В.И., Чумакова О.В., Аверьянова О.Ю. Перспективные направления геологоразведочных работ в Малоземельско-Колгуевской нефтегазоносной области //Разведка и охрана недр. - 2010. - № 4. - С. 45-53.

Прищепа О.М., Богацкий В.И., Чумакова О.В., Орлова Л.А. Перспективы нефтегазоносности Малоземельско-Колгуевской нефтегазоносной области //Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2009. – Т.4. - №4. - http://www.ngtp.ru/rub/6/46_2009.pdf

Прищепа О.М., Макаревич В.Н., Орлова Л.А., Чумакова О.В. Перспективы

нефтегазоносности и программа изучения Коротаихинской впадины //Геология нефти и газа, 2009. - №2. – С. 2-8.

Прищепа О.М., Орлова Л.А., Чумакова О.В. Коротаихинская впадина – перспективное направление геологоразведочных работ на нефть и газ в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2008. - № 12. - С. 9-19.

Прищепа О.М., Орлова Л.А., Чумакова О.В. Направления геологоразведочных работ на нефть и газ в северо-восточной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции //Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2008. – Т.3. - №3. - http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2008.pdf

Пучков В.Н. Тектоника Урала. Современные представления //Геотектоника, 1997. - № 4.- С. 42-61.

Тектоника Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (объяснительная записка к структурно-тектонической карте Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции М-б 1:000000) – Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 1989. – 28 с.

Тектоническая карта Печорской плиты. Серия препринтов «Научные доклады» Коми фил. АН СССР, вып. 142. – Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 1985. – 12 с.

Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения /М.Д. Белонин, О.М. Прищепа, Е.Л. Теплов, Г.Ф. Буданов, С.А. Данилевский. – СПб.: Недра, 2004. – 396 с.

Тимано-Печорский седиментационный бассейн /Объяснительная записка к Атласу геологических карт.- Ухта: Из-во ТП НИЦ, 2002. – 122 с.

Тимонин Н.И. Печорская плита: история геологического развития в фанерозое. – Екатеринбург, 1998. – 240 с.

Шаблинская Н.В., Буданов Г.Ф., Лазарев В.С. Промежуточные комплексы платформенных областей СССР и их нефтегазоносность. – Л.: Недра, 1990. – 177 с.

Юдин В.В. Орогенез севера Урала и Пай-Хоя. – Екатеринбург: УИФ Наука, 1994. – 286 с.

Prischepa O.M., Bogatsky M.I., Makarevich V.N., Chumakova O.V.

All-Russia petroleum research exploration institute (VNIGRI), Saint Petersburg, Russia, ins@vnigri.ru

Nikonov N.I., Kuranov A.V.

«TP NITS», Ukhta, Russia, nikonov@tpnic.ru, kuranov@tpnic.ru

Bogdanov M.M.

All-Russia Research Geological Petroleum Institute, Moscow, Russia, bogdanov-pechora@yandex.ru

THE TIMAN-PECHORA PETROLEUM PROVINCE – NEW TECTONICAL INSIGHT

The results of analysis of geological and geophysical data, obtained during the last decades, have allowed us to develop a new tectonic model approach and substantiation of the whole structural interpretation of this area. Analysis of the results of reprocessing and interpretation of geological and geophysical data on the northern onshore area and the adjacent offshore area has permitted the drawing an unitary tectonic pattern for the whole Timan-Pechora basin- onshore and offshore.

A comparative analysis of oil-and-gas-bearing complexes with characteristics of hydrocarbons generation, migration and accumulation was carried out. Tectonic, lithological and geochemical peculiarities have provided to clarify the concept of oil-and-gas petroleum system, and to separate two new promising areas – Malozemelsk-Kolguevsk and Pre-Paykhoy-Pre-Southern-Novozemelsk.

Key words: tectonic element, oil-and-gas bearing complex, zoning, Malozemelsk-Kolguevsk oil and gas area, Paykhoy-Pre-Southern-Novozemelsk oil and gas area.

References

Dedeev V.A. Tektoničeskaâ karta dokembrijskogo fundamenta Russkoj plity // Geotektonika, 1972. - #3. – S. 27-32.

Dedeev V.A., Zaporozhceva I.V. Zemnaâ kora Evropejskogo Severo-Vostoka SSSR / Pod red. V.P. Âkuceni. – L.: Nauka, 1985. – 97 s.

Dokembrij Vostočno-Evropejskoj platformy: geologiá i neftegazonosnost'. – SPb.: VNIGRI, 2002. – 391 s.

Krems A.Â., Vasserman B.Â., Matvievskaâ N.D. Usloviâ formirovaniâ i zakonomernosti razmešeniâ zaležej nefti i gaza. - M.: Nedra, 1974.- 332 s.

Metodičeskoe rukovodstvo po količestvennoj i êkonomičeskoj ocenke resursov nefti, gaza i kondensata Rossii. – M.: VNIGRI, 2000. – 189 s.

Neftegazonosnost' severo-zapada i vostočnyh regionov Rossii / Pod red. Ů.N. Grigorenko, O.M. Prišepa. – SPb.: Nedra, 2009. – 271 s.

Neftegazonosnost' SSSR (Ob"âsnitel'naâ zapiska k kartam neftegazonosnosti i neftegeologičeskogo rajonirovaniâ SSSR m-ba 1:2500000). - M.: Voennoe izdatel'stvo, 1987. – 224 s.

Nikonov N.I., Kuranov A.V. K voprosu o vydelenii novoj – Predpajhojsko-Novozemel'skoj neftegazonosnoj oblasti v Timano-Pečorskoj neftegazonosnoj provincii // Materialy XV Geologičeskogo s"ezda Respubliki Komi. – Syktyvkar: Geoprint, 2009. – T.III. – S. 102-103.

Ob"âsnitel'naâ zapiska k tektoničeskoj karte Barenceva morâ i severnoj časti evropejskoj Rossii / Pod red. N.A.Bogdanova i V.E.Haina. - M.: Institut litosfery RAN, 1996. – 94 s.

Prišepa O.M. Ocenka perspektiv neftegazonosnosti Pečoromorskogo prodolženiâ Timano-Pečorskoj provincii // Oil@Gas Journal Russia. - 2009 (dekabr'). - S. 56-63.

Prišepa O.M., Baženova T.K., Bogackij V.I. Neftegazonosnye sistemy Timano-Pečorskogo osadočnogo bassejna (vklûčââ akvatorial'nuû pečoromorskuû čast') // Geologiá i geofizika, 2011. -

#8. - S. 1129-1150.

Prišepa O.M., Bogackij V.I. Neftegazovij potencial akvatorial'noj časti severa Timano-Pečorskoj neftegazonosnoj provincii // Mineral'nye resursy Rossii. Èkonomika i upravlenie, 2009. - # 6. - S. 2-9.

Prišepa O.M., Bogackij V.I., Orlova L.A., Čumakova O.V., Kostygova P.K. Prognoz neftegazonosnosti oblasti severnogo zamykaniâ Timano-Pečorskogo osadočnogo bassejna // Neftegasovaâ geologiâ. Teoriâ i praktika, 2009. – T.4. - #3. - http://www.ngtp.ru/rub/6/36_2009.pdf

Prišepa O.M., Bogackij V.I., Čumakova O.V. Zony neftegazonakopleniâ Pripajhojsko-Prinovozemel'skoj neftegazonosnoj oblasti i pervoočerednye napravleniâ geologo-poiskovyh rabot // Geologiâ, geofizika i razrabotka neftânyh i gazovyh mestoroždenij, 2011. - # 2. - S. 4-19.

Prišepa O.M., Bogackij V.I., Čumakova O.V., Aver'ânova O.Û. Perspektivnye napravleniâ geologorazvedočnyh rabot v Malozemel'sko-Kolguevskoj neftegazonosnoj oblasti // Razvedka i ohrana nedr. - 2010. - # 4. - S. 45-53.

Prišepa O.M., Bogackij V.I., Čumakova O.V., Orlova L.A. Perspektivy neftegazonosnosti Malozemel'sko-Kolguevskoj neftegazonosnoj oblasti // Neftegasovaâ geologiâ. Teoriâ i praktika, 2009. – T.4. - #4. - http://www.ngtp.ru/rub/6/46_2009.pdf

Prišepa O.M., Makarevič V.N., Orlova L.A., Čumakova O.V. Perspektivy neftegazonosnosti i programma izučeniâ Korotaihinskoj vpadiny // Geologiâ nefti i gaza, 2009. - #2. – S. 2-8.

Prišepa O.M., Orlova L.A., Čumakova O.V. Korotaihinskaâ vpadina – perspektivnoe napravlenie geologorazvedočnyh rabot na neft' i gaz v Timano-Pečorskoj neftegazonosnoj provincii // Geologiâ, geofizika i razrabotka neftânyh i gazovyh mestoroždenij, 2008. - # 12. - S. 9-19.

Prišepa O.M., Orlova L.A., Čumakova O.V. Napravleniâ geologorazvedočnyh rabot na neft' i gaz v severo-vostočnoj časti Timano-Pečorskoj neftegazonosnoj provincii // Neftegasovaâ geologiâ. Teoriâ i praktika, 2008. – T.3. - #3. - http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2008.pdf

Pučkov V.N. Tektonika Urala. Sovremennye predstavleniâ // Geotektonika, 1997. - # 4.- S. 42-61.

Tektonika Timano-Pečorskoj neftegazonosnoj provincii (ob"âsnitel'naâ zapiska k strukturno-tektoničeskoj karte Timano-Pečorskoj neftegazonosnoj provincii M-b 1:000000) – Syktyvkar: Komi NC UrO RAN, 1989. – 28 s.

Tektoničeskaâ karta Pečorskoj plity. Seriâ preprintov «Naučnye doklady» Komi fil. AN SSSR, vyp. 142. – Syktyvkar: Komi NC UrO RAN, 1985. – 12 s.

Timano-Pečorskaâ provinciâ: geologičeskoe stroenie, neftegazonosnost' i perspektivy osvoeniâ /M.D. Belonin, O.M. Prišepa, E.L. Teplov, G.F. Budanov, S.A. Danilevskij. – SPb.: Nedra, 2004. – 396 s.

Timano-Pečorskij sedimentacionnyj bassejn / Ob"âsnitel'naâ zapiska k Atlasu geologičeskikh kart.- Uhta: Iz-vo TP NIC, 2002. – 122 s.

Timonin N.I. Pečorskaâ plita: istoriâ geologičeskogo razvitiâ v fanerozoe. – Ekaterinburg, 1998. – 240 s.

Šablinskaâ N.V., Budanov G.F., Lazarev V.S. Promežutočnye komplekсы platformennyh oblastej SSSR i ih neftegazonosnost'. – L.: Nedra, 1990. – 177 s.

Ûdin V.V. Orogenez severa Urala i Paj-Hoâ. – Ekaterinburg: UIF Nauka, 1994. – 286 s.

© Прищепа О.М., Богацкий В.И., Макаревич В.Н., Чумакова О.В.,
Никонов Н.И., Куранов А.В., Богданов М.М., 2011