

УДК 553.98.04(470.111+268.45)

**Прищепа О.М., Богацкий В.И., Орлова Л.А., Чумакова О.В.**ФГУП «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт (ВНИГРИ)», Санкт-Петербург, Россия [omp@vniigri.ru](mailto:omp@vniigri.ru)**Костыгова П.К.**

Тимано-Печорский научно-исследовательский центр (ТП НИЦ), Ухта, Россия

## **ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОБЛАСТИ СЕВЕРНОГО ЗАМЫКАНИЯ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА**

*На основе решения задачи создания единой геолого-геофизической модели строения в зоне сочленения и морского продолжения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПП) с использованием корреляции с эталонными хорошо изученными участками на суше и проведением переобработки и переинтерпретации ранее выполненных сейсморазведочных работ обоснованы перспективы нефтегазоносности района, определенного как ближайший резерв наращивания разведанной сырьевой базы нефти в регионе и России. Важнейшими элементами проведенной работы являются корреляция, расчленение и прослеживание распространения основных (наиболее продуктивных) нефтегазоносных комплексов (НГК) суши на морскую часть провинции, несмотря на определенные трудности, связанные с отказом или существенной корректировкой «традиционных» представлений о расчленении и развитии НГК в морской части провинции, используемых, в том числе, и для оценки перспектив нефтегазоносности. Создание каркаса геолого-геофизической модели позволило уточнить тектоническое и нефтегазогеологическое районирование на морском продолжении ТПП, а также количественную оценку ресурсов нефти и газа, особенно в районах их повышенной концентрации. Определены три принципиально новые направления геологоразведочных работ на нефть и газ.*

**Ключевые слова:** *перспективы нефтегазоносности, геолого-геофизическая модель, Тимано-Печорский бассейн, фаціальная зональность, направления геологоразведочных работ.*

Печорский осадочный бассейн расположен в краевой северо-восточной части Восточно-Европейской платформы между Тиманской грядой на западе, Уральской складчатой системой и складчатой системой Пай-Хоя на востоке. На севере бассейн продолжается в Баренцевом (Печорском) море, прослеживаясь вдоль системы листрических разломов, ограничивающих с юга Баренцевоморскую впадину, входящую в состав одноименного бассейна. Объединение в единый Печорско-Баренцевоморский бассейн [Мальшев, 2000] двух существенно разноплановых осадочных бассейнов, имеющих принципиально разную историю развития и состав слагающих их осадочных образований, вряд ли оправдан с точки зрения оценки влияния эволюции на масштабы нефтегазоносности, ее приуроченность, а также фазовый состав углеводородов.

Исторически в состав Тимано-Печорской провинции включались надпорядковые тектонические структуры: Печорская плита, Предуральский и Предновоземельский (Предпайхоско-Предновоземельский) краевые прогибы, а также с учетом позиций

нефтегазоносности и часть Тиманской гряды [Тимонин, 1998; Тимано-Печорская..., 2004; Прищепа, 2005]. Они, в свою очередь, состоят из подчиненных структур разного порядка (крупные, средние, зоны поднятий и локальные структуры) (рис. 1). В тектоническом плане бассейн соответствует Тимано-Печорской эпибайкальской плите и прилегающему к ней перикратону, в настоящее время перекрытому образованиями Предуральского краевого прогиба, складчато-надвиговыми дислокациями Западно-Уральской мегазоны и Центральноуральского мегаантиклинория, а также юго-восточной частью Пайхойско-Новоземельской раннекиммерийской складчатой системы. Формирование гетерогенной структуры ТП бассейна определялось составом отложений (формаций) слагающих его палеобассейнов и тектоническими подвижками. Каждый из палеобассейнов имел свой индивидуальный тип, характерный для определенной стадии тектонического развития, а все они, последовательно сменяя друг друга во времени, привели к интегрированной структурно-формационной многоэтажности осадочного чехла.

На протяжении фанерозоя в границах Тимано-Североуральского и Пайхойско-Новоземельского регионов развивался Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн, в котором накапливался закономерный ряд осадочных формаций, отражающий последовательность тектонических событий – от преобладания связанных с растяжением активных прогибаний до вызванных общим сжатием и другими причинами инверсий, складчатости и горообразования [Тимонин, 1998; Тимано-Печорская..., 2004].

Завершенная в 2009 г. организациями (ОАО «Нарьян-Марсейсморазведка», ФГУНПП «Севморгео», ЗАО КЦ «РОСГЕОФИЗИКА», ОАО «СЕВМОРНЕФТЕГЕОФИЗИКА», ФГУП ГНЦ ВНИИГеосистем, ГНЦ ФГУГП «Южморгеология» и ГУП РК «ТП НИЦ» при координации ФГУП ВНИГРИ) работа по созданию геолого-геофизической модели северного продолжения ТПП, базирующаяся на переобработке и переинтерпретации большого объема сейсморазведочных профилей, привлечении материалов гравиметрических и магнитометрических работ, результатах бурения и исследования поисковых и разведочных скважин, и увязке их как в зоне суша-море, так и на акваториальной части провинции, включала разработку комплекта карт масштаба 1:500000, характеризующих основные структурные поверхности: карты толщин между регионально прослеживаемыми отражающими горизонтами, карты тектонического и нефтегазогеологического районирования, литолого-фациальные карты, карты природных резервуаров, карты развития зон нефтегазонакопления и карты перспектив нефтегазоносности и направлений геологоразведочных работ на нефть и газ.

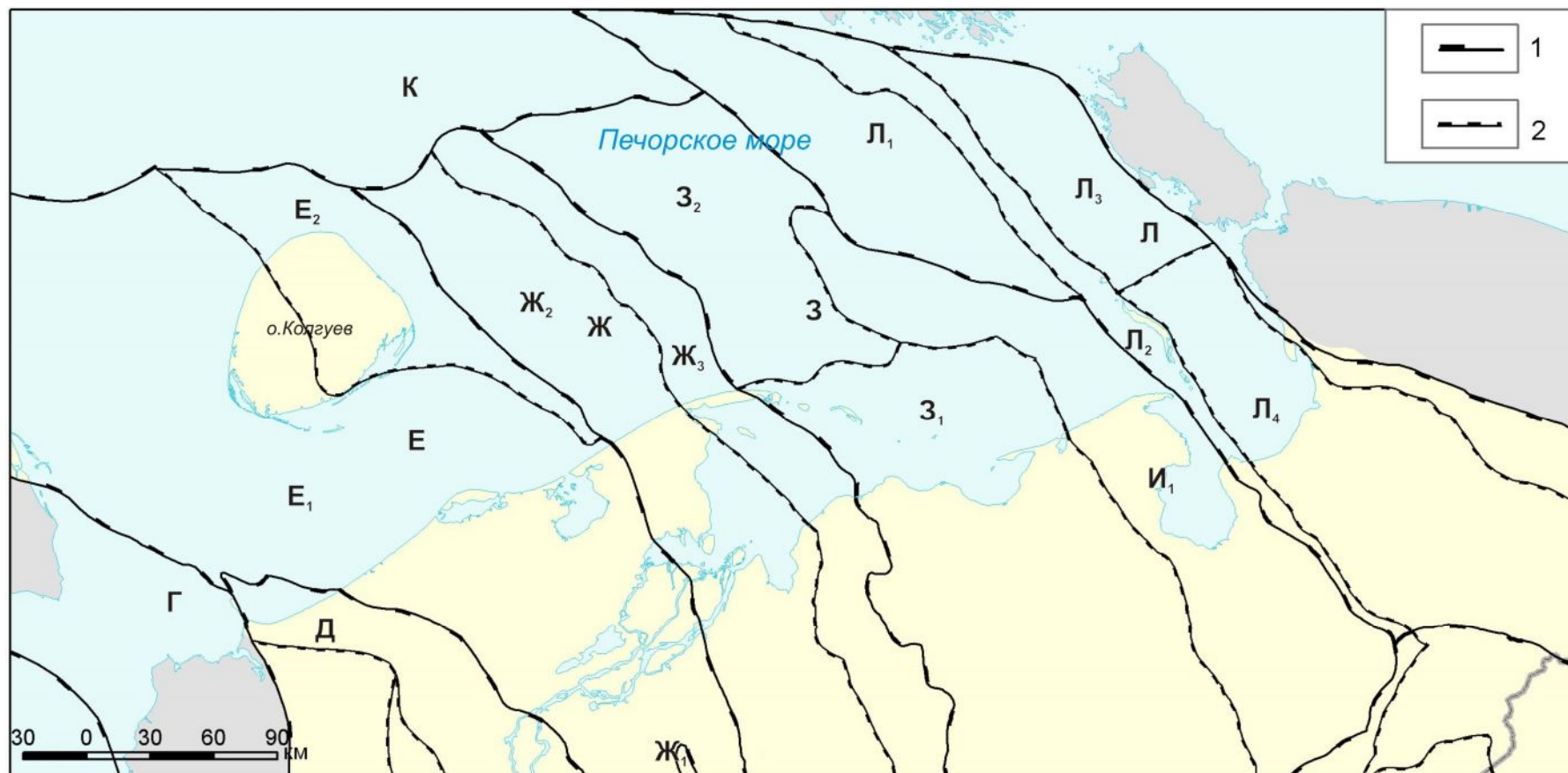


Рис. 1. Схема тектонического районирования северной части Тимано-Печорской провинции

Границы тектонических элементов: 1 - надпорядковых, 2 - первого порядка. Элементы тектонического районирования: Г - Тиманская гряда, Д - Ижма-Печорская синеклиза, Е - Малоземельско-Колгуевская моноклираль, Е<sub>1</sub> - Нарьян-Марская моноклираль, Е<sub>2</sub> - Восточно-Колгуевская структурная область, Ж - Печоро-Колвинский авлакоген, Ж<sub>1</sub> - Печоро-Кожвинский мегавал, Ж<sub>2</sub> - Денисовский прогиб, Ж<sub>3</sub> - Колвинский мегавал, З - Хорейверско-Печороморская синеклиза, З<sub>1</sub> - Хорейверская впадина, З<sub>2</sub> - Русская моноклираль, И<sub>1</sub> - Варандей-Адзвинская структурно-тектоническая зона, К - Северо-Печорская моноклираль, Л - Припайхойско-Приновоземельский мегапрогиб, Л<sub>1</sub> - Южно-Приновоземельский прогиб, Л<sub>2</sub> - Вашуткина-Талотинская складчато-надвиговая зона, Л<sub>3</sub> - Русаковская складчато-надвиговая зона, Л<sub>4</sub> - Кортаихинская впадина.

Одним из важных результатов выполненной работы можно считать, кроме уточнения тектонического и нефтегазогеологического районирования, прослеживание регионально выдержанных нефтегазоносных комплексов, выделенных и оцененных на суше провинции, и создание по ним карт основных критериев нефтегазоносности.

Тектоническое районирование проведено как по поверхности фундамента, так и по поверхности разновозрастных карбонатных отложений каменноугольно-нижнепермского возраста.

По поверхности фундамента выделены 2 геоблока – Тиманский и Печороморско-Большеземельский, в свою очередь, включающие более мелкие мегаблоки.

В работах, посвященных анализу гравитационного и магнитного полей Тимано-Североуральского региона [Гафаров, 1966; Дедеева, 1972; Запорожцевой, 1979] установлено различие Тиманского и Печороморско-Большеземельского геоблоков, выявлено развитие полосовых магнитных аномалий северо-западного простирания и их связь с байкальскими структурами.

Обобщающие сведения по составу и формационной принадлежности пород фундамента Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна содержатся в коллективной монографии, опубликованной в 2008 г. [Фундамент..., 2008].

Строение основных структур по кровле карбонатных отложений перми-карбона существенно меняется.

В северной части Тимано-Печорского бассейна выделены следующие надпорядковые тектонические элементы и структуры I порядка в их пределах: Тиманская гряда; Ижма-Печорская впадина; Малоземельско-Колгуевская моноклинал, содержащая 2 структуры I порядка – *Нарьян-Марскую моноклинал* и *Колгуевскую структурную область*; Печоро-Колвинский авлакоген также с двумя структурами I порядка – *Денисовским прогибом* и *Колвинским мегавалом*; Большеземельско-Печороморская структурно-тектоническая зона, состоящая из трех структур I порядка – *Печороморской структурной области*, *Хорейверской впадины*, *Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоны*; Северо-Печорская моноклинал; Пайхой-Новоземельская складчатая система. Все перечисленные структурно-тектонические подразделения, кроме последнего, располагаются на Тимано-Печорской плите. Вне надпорядковых элементов в качестве структуры I порядка в нее включен также *Южно-Приновоземельский прогиб*. Раннекиммерийская складчатая система представлена на изучаемом участке своей передовой частью: *Кортаихинской впадиной*, *Русаковской* и *Ваишуткина-Талотинской складчато-надвиговыми зонами*. Они входят в состав системы

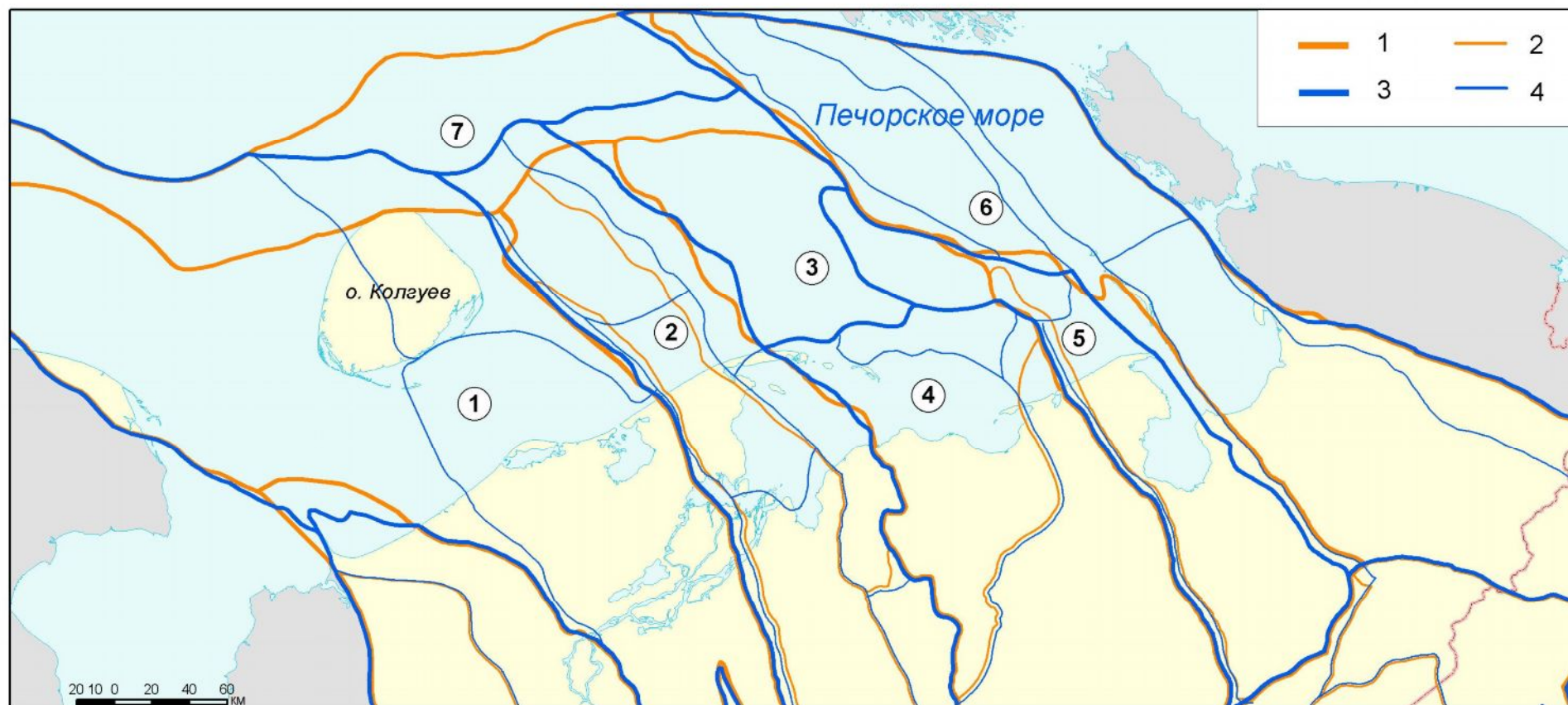
краевых структур (преимущественно прогибов) между Урало-Новоземельским складчатым поясом и прилегающими геоструктурами платформенного ряда – Восточно-Европейской платформой и Печорской плитой.

Все крупнейшие (надпорядковые) и крупные (I порядка) структуры, за исключением Северо-Печорской моноклинали, имеют северо-западное простирание. Оно характерно и для большинства осложняющих крупные структуры элементов II порядка, представленных депрессиями, моноклиналями, валами и другими формами. Распределение мощностей мегакомплексов и составляющих их комплексов в целом по участку и в пределах основных тектонических единиц является существенно различным.

Нефтегазогеологическое районирование сухопутной части Тимано-Печорской провинции весьма подробно рассмотрено в целом ряде работ, в том числе и последних лет [Аминов и др., 2000; Белонин и др., 2004; Прищепа, 2005]. Нефтегазогеологическое районирование акваториальной части ТПП наиболее часто представлено на картах совместно с Баренцево-Карским НГБ и соответственно в достаточно мелком масштабе. Наиболее известными и часто используемыми для текущих работ являются карты нефтегазогеологического районирования, разработанные ФГУП ВНИИОкеангеология, ФГУНП «Севморгео» и ВНИГРИ на которых прослежены почти все выделенные на суше элементы (нефтегазоносные области и отчасти районы) [Грамберг, 2002; Государственная геологическая..., 2003]. На основе карт тектонического районирования как по поверхности фундамента, так и по кровле карбонатов перми-карбона, построенных по результатам переобработки сейсмических материалов в 2009 г., проведено уточнение нефтегазогеологического районирования (рис. 2), которое, в первую очередь, коснулось выделения нефтегазоносных районов в Малоземельско-Колгуевской области, расчленения Печороморско-Хорейверской области на две с выделением пограничных район в зоне их сочленения, а также уточнения (смещения на юг) границы Северо-Печорской НГО в силу выявленного интенсивного затухания субмеридиональных структур.

Важнейшим фактором, оказывающим влияние на оценку перспектив северного замыкания Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, является распространение нефтегазоносных комплексов, выделенных и промышленно нефтеносных на суше в акваториальную часть провинции.





**Рис. 2.** Уточненная схема нефтегазогеологического районирования северной части Тимано-Печорской провинции

1-2 - нефтегазогеологическое районирование принятое в количественной оценке на 01.01.2002 г.: 1 - граница НГО, 2 - граница НГР; 3-4 - уточненное по результатам работ 2009 г.: 3- граница НГО, 4 - граница НГР. Нефтегазогеологические области: 1 - Малоземельско-Колгуевская, 2 - Печоро-Колвинская, 3 - Восточно-Поморская, 4 - Хорейверская, 5 - Варандей-Адзьвинская, 6 - Приновоземельско-Припайхойская, 7 - Северо-Печорская

*Обоснование выделения региональных нефтегазоносных комплексов.*

Промышленная нефтеносность и нефтегазопроявления в Тимано-Печорском седиментационном бассейне установлены во всех структурных этажах и ярусах, за исключением среднеюрско-неогенового.

Распределение скоплений УВ в разрезе и по площади бассейна определяется существовавшими условиями для нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Нефтегазообразование в Тимано-Печорском ОБ контролируется наличием в разрезе нескольких разновозрастных и находящихся на различном гипсометрическом уровне нефтегазоматеринских толщ (НГМТ), условиями катагенеза рассеянного в них ОВ и объемом этих толщ, вошедших в ходе эволюции бассейна в главные зоны нефтеобразования (ГЗН) и газообразования (ГЗГ). Процессы нефтегазонакопления и его масштабы определяются чередованием в разрезе Тимано-Печорского НГБ НГМТ, коллекторов и покрышек, временем формирования, количеством и объемом ловушек, емкостными параметрами пластов-коллекторов и экранизирующими способностями пород-покрышек.

В разрезе осадочного чехла ТПП выделено 8 нефтегазоносных комплексов с установленной нефтегазоносностью:

1. Среднеордовикско-нижнедевонский карбонатный;
2. Среднедевонско-нижнефранский терригенный;
3. Доманиково-турнейский карбонатный;
4. Нижне-средневизейский терригенный;
5. Верхневизейско-нижнепермский карбонатный;
6. Нижнепермский (артинско-кунгурский) терригенный;
7. Верхнепермский терригенный;
8. Триасовый терригенный.

Два из них преимущественно терригенные развиты на ограниченной территории и имеют второстепенное значение (нижне-средневизейский и нижнепермский (артинско-кунгурский) НГК).

Шесть основных нефтегазоносных комплексов, приуроченных к соответствующим литолого-фациальным (ЛФК), достаточно уверенно выделяются от выше- и нижележащих плотностными границами и отвечающими им отражающими горизонтами на материалах сейсморазведочных работ. На морском продолжении ТПП также предпринята попытка проследить все шесть комплексов и охарактеризовать как с точки зрения литолого-

фациальной зональности, так и с точки зрения прогноза развития коллекторов и флюидоупоров в их пределах.

По акватории Печорского моря известно довольно много работ, в том числе и современных, посвященных палеогеографической зональности стратиграфических частей разреза [Тимано-Печорский..., 2000; Басов и др., 2009; Маргулис, 1989]. Принципиальное отличие от ранее выполненных исследований состоит, в первую очередь, в детальности масштаба карт - 1:500 000, во-вторых, соответствием и корреляцией с «сухопутными» комплексами, в третьих, тем, что их развитие прослежено не фрагментарно, а на всю область северного замыкания ТПП, и самое важное, в свете развития учения о зонах нефтегазонакопления, попыткой увязки литолого-фациальной зональности с развитием природных резервуаров соответствующих толщ.

Ниже приведено краткое описание основных комплексов палеозойской части разреза, дающее представление о развитии их в морской части ТПП.

Как уже отмечалось, кембрийско-нижнеордовикские отложения в пределах морской части ТПП не изучены, но их распространение весьма вероятно как в основании палеограбен Печоро-Колвинского авлакогена, так и (что более вероятно) в пределах впадин развитых в крайней западной части Малоземельско-Колгуевской моноклинали (вдоль Тимана), что фиксируется фрагментарно на профилях площадных сейсморазведочных работ (ОАО «Севморнефтегеофизика») и на региональных профилях ОАО «МАГЭ» и ФГУНП «Севморгео», а на структурных картах выражено в существенном несоответствии поверхностей фундамента (ОГ VI) и горизонта, приуроченного к нижней части карбонатных отложений среднего-верхнего ордовика (ОГ V).

*Среднеордовикско–нижнедевонский карбонатный НГК* выделяется в объеме верхней части среднего-верхнего ордовика, силура и нижнего девона, распространен почти на всей территории северного замыкания ТПП (рис. 3).

Формирование среднеордовикско-нижнедевонского преимущественно карбонатного комплекса Печорского палеобассейна происходило в условиях мелководно-морской карбонатной платформы, которая полого погружалась на восток в область глубоководной седиментации Уральского палеоокеана и имела обширную площадь шельфа с широкими фациальными поясами. От океана мелководно-шельфовое море отделялось краевым поднятием, на котором формировались рифогенные образования.

В акватории Печорского моря отложения комплекса вскрыты скважинами на Паханческой, Приразломной, Медыньское-море площадях.



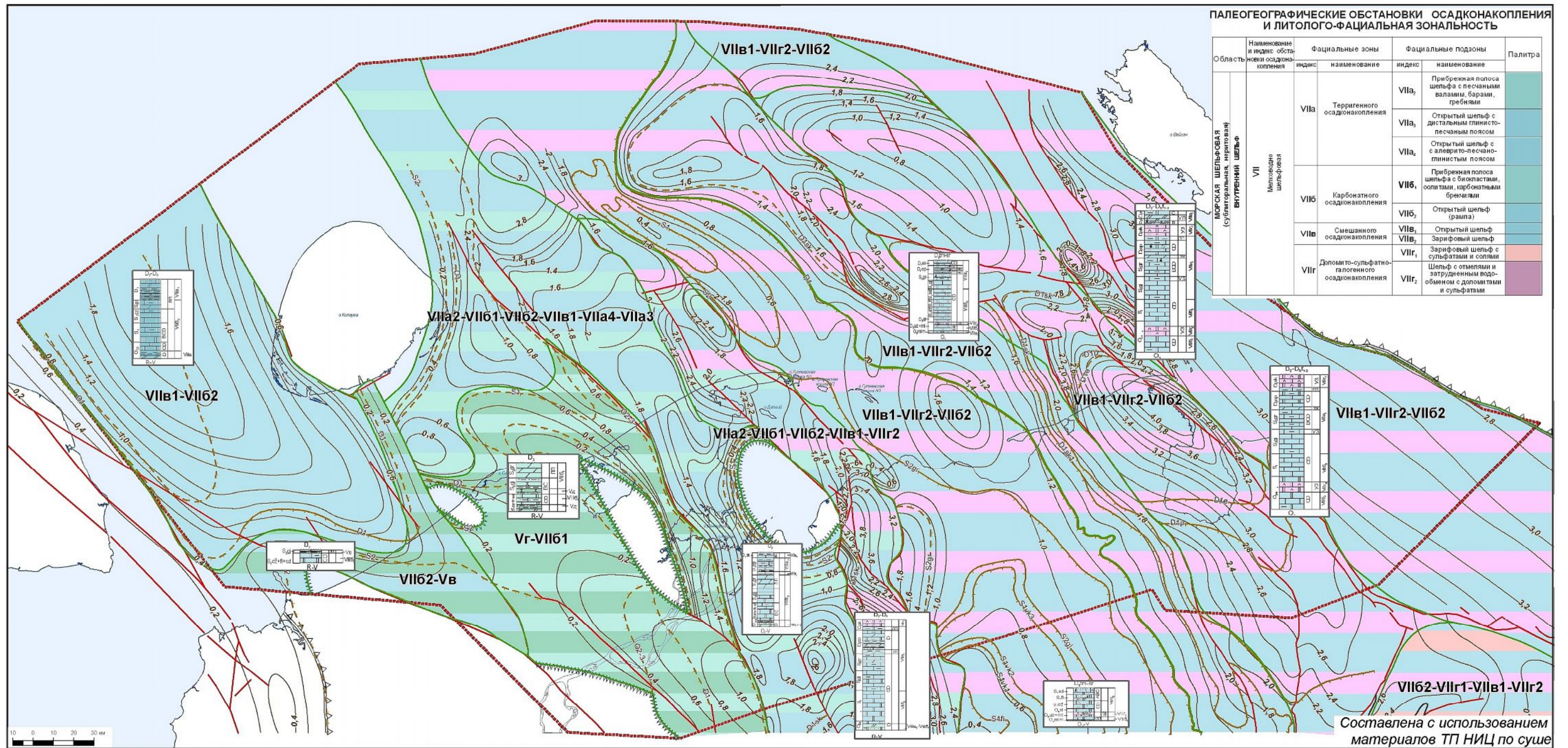


Рис. 3. Литолого-фациальная карта среднеордовикско-нижнедевонского терригенного НГК

1 - тектонические нарушения; границы распространения нефтегазоносных комплексов и составляющих их стратиграфических подразделений; 2 - погребенные границы под вышележащими дочетвертичными отложениями, 3 - границы выклинивания или эрозионные стратиграфических подразделений внутри комплекса; 4 - эрозионные границы стратиграфических подразделений комплекса в его кровле, 5 - линии равных толщин (достоверные), км; 6 - границы литолого-фациальных зон



Наличие нижнедевонских отложений в акватории Печорского моря скважинами установлено на Приразломном, Медынском-море-2 локальных поднятиях. На о. Долгий нерасчлененная толща нижнего – среднего девона мощностью 650 м представлена известняками, доломитами, ангидритами с прослоями глин. В разрезе архипелага Новая Земля нижнедевонские отложения сложены преимущественно карбонатными породами мощностью до 2300 м.

На относительно приподнятых участках (юго-восточные части Коргинской ступени и Сенгейского структурного носа, большая часть Удачной ступени) комплекс имеет сокращенный стратиграфический объем и толщины от 0 до 400 м, что обусловлено глубокой эрозией нижнедевонских и частично верхнесилурийских отложений и отсутствием ордовикских. В самых западных районах отложения нижнего силура представлены преимущественно прибрежно-приливными терригенными песчано-алевритовыми образованиями со следами осушения и только в верхней части нижнего силура, как следствие, развивавшейся трансгрессии среди терригенных пород, присутствуют прослои песчаных и доломитовых известняков мелководно-шельфовой зоны моря.

Максимальные мощности комплекса по сейсмическим данным отмечаются в северной части Варандей-Адзвинского блока, где толщина комплекса достигает 4000 м.

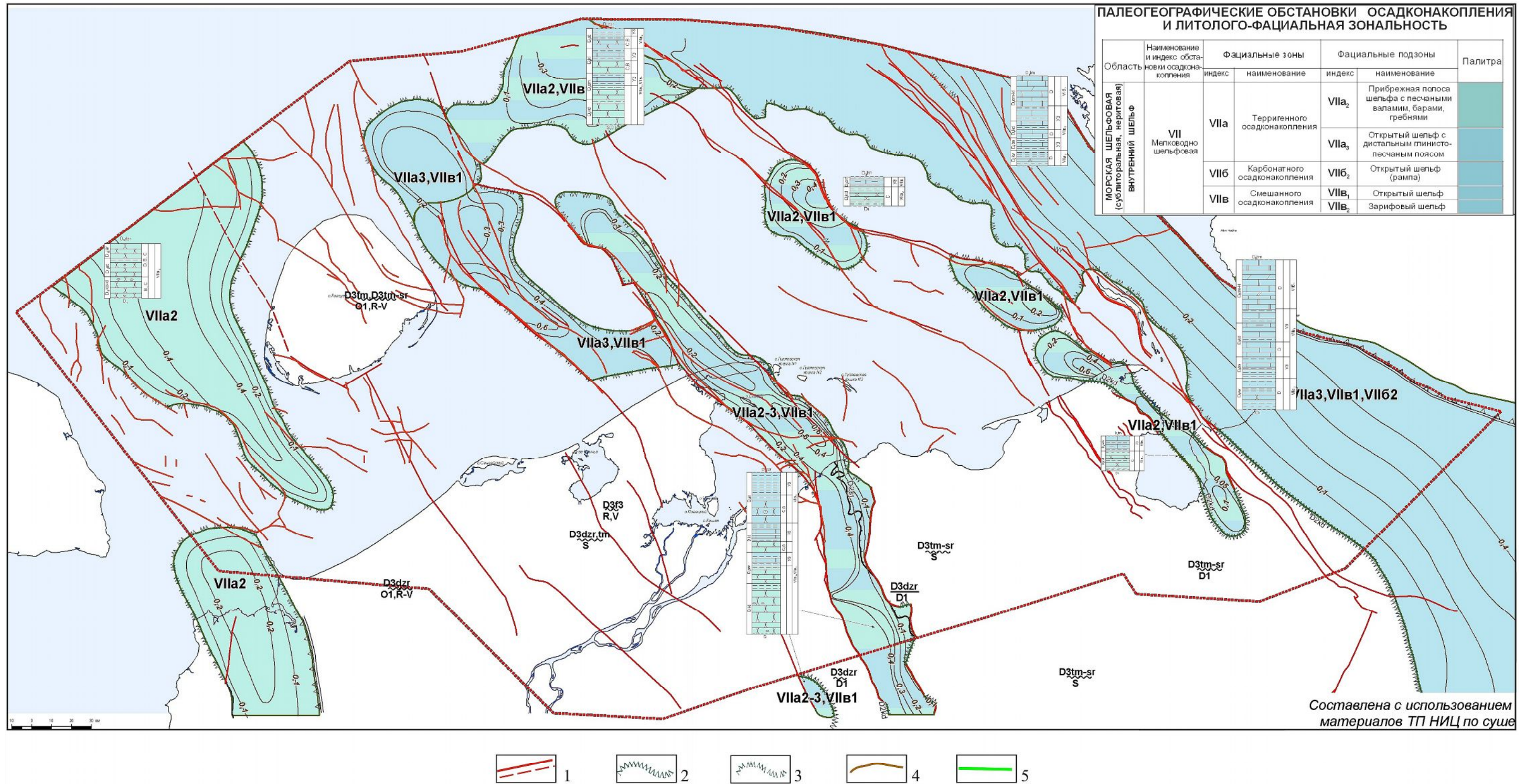
#### *Среднедевонско-нижнефранский терригенный НГК*

На акваториальном продолжении Тимано-Печорской провинции отложения комплекса вскрыты только в объеме франского яруса верхнего отдела девонской системы. Так, в разрезе Паханческой скважины на глубине 3955 м они представлены терригенными отложениями толщиной 34 м (по описанию шлама) нерасчлененных тиманского и саргаевского горизонтов. Среднедевонские отложения в разрезе скважины отсутствуют.

Различные условия формирования отложений среднедевонско-нижнефранского НГК привели к формированию различных типов литолого-фациальной зональности в пределах выделенных подкомплексов в северной части Тимано-Печорской провинции и ее морского продолжения (рис. 4). На северо-западе провинции (Коргинская ступень, частично Северо-Седухинский структурный нос) отложения среднего девона представлены терригенными породами континентального и прибрежного генезиса.

В пределах северной части Колвинского палеограбена разрез верхнеэйфельских отложений сложен дельтовыми, межприливыми, эстуариевыми и мелководно-шельфовыми сортированными кварцевыми песчаниками и алевритами с прослоями карбонатных пород, доля которых увеличивается вверх по разрезу от омринского к колвинскому горизонту.





Составлена с использованием материалов ТП НИЦ по суше

Рис. 4. Литолого-фашиальная карта среднедевонско-нижнефранского терригенного НПК

1 - тектонические нарушения; границы распространения нефтегазоносных комплексов и составляющих их стратиграфических подразделений; 2 - погребенные границы под вышележащими дочетвертичными отложениями, 3 - погребенные границы под вышележащими дочетвертичными отложениями в поднадвиге; 4 - линии равных толщин (достоверные), км; 5 - границы литолого-фашиальных зон



Можно предположить и то, что на морском продолжении палеограбена будут развиты исключительно терригенные среднедевонские образования.

Нижнеэйфельские (койвенские) отложения на обширной территории Южно-Новоземельско-Пайхойской складчатой области представлены прибрежными мелководно-шельфовыми глинисто-алевритовыми породами с незначительной долей тонко-мелкозернистых песчаников. Бийский горизонт на этой территории сложен мелководно-шельфовыми известками и глинами с многочисленными остатками разнообразной фауны, свидетельствующими о нормальной солености бассейна. Тот же состав пород характерен и для верхнеэйфельской (кедровской) части разреза данной территории. Еще выше по разрезу встречаются мелководно-шельфовые известняки с тонкими прослоями глин, мергелей, в которых в омринском, а еще более в колвинском горизонте, увеличивается доля карбонатных пород.

В целом для верхнеэйфельских образований характерно увеличение площади распространения. Впервые после продолжительного перерыва на рубеже каледонского и герцинского этапов морской бассейн проник в восточные районы Южно-Новоземельско-Пайхойской складчатой области. Для этой территории характерно увеличение прослоев песчаников и их толщины, и уменьшение доли глин и глинистых известняков. Разрез верхнеэйфельских отложений здесь представлен в сокращенном объеме лишь отложениями кедровского и омринского горизонтов. На размытой поверхности нижнего девона залегают кедровские тонкослоистые песчаники и алевролиты прибрежного слабоопресненного мелководья. Выше разрез сложен известково-глинистыми образованиями мелководного шельфа.

Конец среднедевонской эпохи и начало позднего девона ознаменовались перерывом в осадконакоплении. Этот перерыв обусловил эрозионный характер современного распространения среднего девона, а также более древних толщ: нижнедевонских, силурийских, ордовикских и фундамента. Эти процессы предваряли грандиозную франскую трансгрессию. Начало её характеризовалось крупными перестройками структурного плана, проявлением вулканизма.

Джърские отложения характеризуются общим расширением территории их развития. На территории Малоземельско-Колгуевской моноклинали, вдоль Шапкина-Юрьяхинского и Колоколоморского валов джърский горизонт сложен мощными толщами песчаников прибрежной зоны мелководного шельфа с песчаными валами, барами, гребнями. Для джърских отложений Печоро-Колвинского авлакогена характерно частое ритмичное



переслаивание песчаников и глинисто-алевритовых пород, что свойственно для открытых зон мелководного шельфа.

Однако развиты джьерские отложения не повсеместно. Они отсутствуют на территории большей части Колгуевской структурной области и в северо-восточной части рассматриваемой территории, выклиниваясь вдоль западных границ Хорейверской впадины и Большеземельско-Печороморской структурно-тектонической зоны.

Еще более широко распространены осадки тиманского горизонта. Основные массы обломочного материала поступали в бассейн из районов, лежащих к северу и северо-западу от ТПП. В тиманское время на стадии широкого распространения франской трансгрессии возобновилось осадконакопление на обширной территории Большеземельско-Печороморской структурно-тектонической зоны, Южно-Приновоземельского прогиба, Южно-Новоземельско-Пайхойской складчатой области. Значительные изменения толщин и стратиграфического объема в тиманское время фиксировал структурный план исследуемого района. Мелководно-шельфовая зона со смешанным осадконакоплением занимала территории Русаковской складчато-надвиговой зоны, Хейягинской депрессии, Лабогейской моноклинали, западной части Печороморской структурной области и Хорейверской впадины. На территории Варандей-Адзввинской зоны, восточной части Печороморской структурной области и на Южно-Приновоземельском прогибе в начале раннетиманского времени располагалась зона прибрежно-морской седиментации.

*Доманиково-турнейский карбонатный комплекс* включает отложения доманиковского, ветласянского, сирачойского, нерасчлненных евлановского и ливенского (ухтинского) горизонтов франского яруса верхнего девона, задонского, елецкого, усть-печорского, зеленецкого и нюмылгского горизонтов фаменского яруса верхнего девона, а также терригенно-карбонатные отложения турнейского яруса нижнего карбона (рис. 5).

Доманиково–турнейский НГК на территории северной части *Малоземельско-Колгуевской моноклинали* в объеме от доманиковского горизонта верхнего девона до турнейских отложений нижнего карбона развит повсеместно и представлен терригенно-карбонатными породами. Глубина залегания кровли НГК составляет минус 700-3400 м. Толщина его на территории Малоземельско-Колгуевской области 350-950 м.

Отложения комплекса формировались в обстановке мелководно-шельфового бассейна. В северной части накапливались осадки песчано-глинистых формаций.



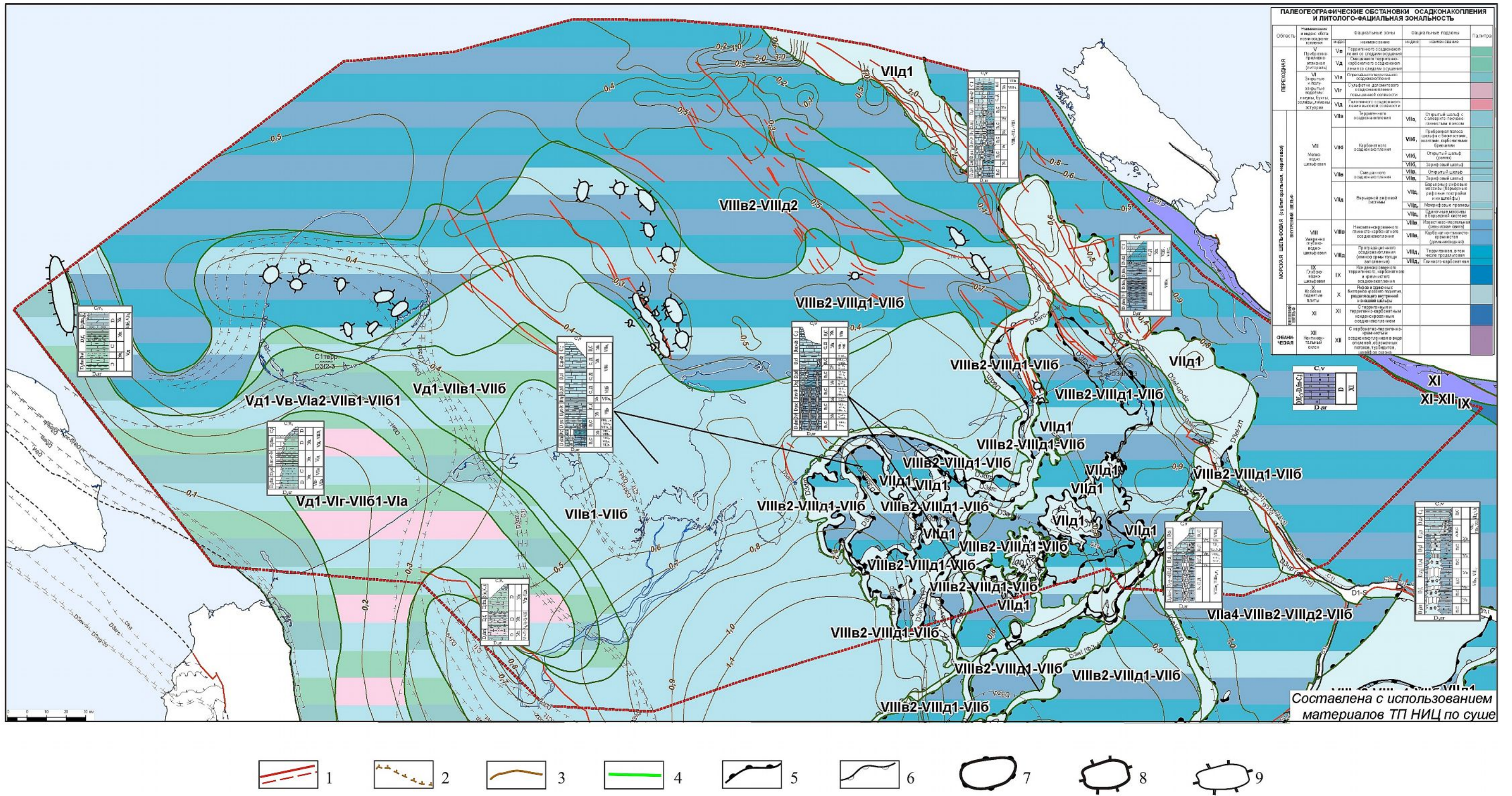


Рис. 5. Литолого-фациальная карта доманиково-турнейского карбонатного НГК

1 - тектонические нарушения; границы распространения нефтегазоносных комплексов и составляющих их стратиграфических подразделений; 2 - границы выклинивания или эрозионные стратиграфических подразделений внутри комплекса; 3 - линии равных толщин (достоверные), км; 4 - границы литолого-фациальных зон; 5 - границы предрифтового склона барьерного рифа, достоверные, установленные по данным бурения и прослеженные сейсморазведкой; 6 - границы рифов и зарифовых фаций, достоверные, установленные по данным бурения и прослеженные сейсморазведкой; 7 - крупные одиночные рифовые массивы, достоверные, установленные по данным бурения и прослеженные сейсморазведкой; 8 - мелкие органогенные постройки, достоверные, установленные по данным бурения и прослеженные сейсморазведкой; 9 - сейсмические аномалии типа "риф" неясного генезиса



Доманиково-турнейские отложения залегают в пределах северной части суши Тимано-Печорской провинции и ее морского продолжения на разных глубинах - от выходов под четвертичные отложения до глубин 7-8 км по геофизическим данным в Предуралье и Южно-Приновоземельском прогибе при средних глубинах около 2 км. Средняя толщина комплекса изменяется от 600 до 1100 м, максимальная в палеограбенах Печорокожвинского мегавала достигает 2 км, а на о. Вайгач, по сейсмическим данным, возрастает до 3950 м. В Долгинско-Папанинской структурной зоне на Долгинско-Приразломном вале и Южно-Рахмановской брахиантиклинали Южно-Приновоземельской моноклинали, поднятиях гряды Чернышева и Воркутского поперечного поднятия толщины составляют 400-500 м. В предвизейский перерыв верхняя часть комплекса на Малоземельско-Колгуевской моноклинали (Бугринская площадь) была размыва до раннефаменского подъяруса. Кроме того, установлен последовательный размыв стратиграфических подразделений комплекса в западной части ТПП по направлению с востока на запад. Наиболее полные в стратиграфическом отношении разрезы установлены в Печоро-Колвинском авлакогене и Южно-Приновоземельском прогибе.

В течение доманиково-турнейского времени франско-фаменские толщи заполнения продвинули границу мелководного шельфа к внешней части Уральского палеоокеана. Времени формирования толщ заполнения соответствовали на мелководном шельфе маломощные карбонатно-глинистые пачки, а над вершинами рифогенных тел - локальные или зональные перерывы в осадконакоплении, сопровождающиеся частичным размывом уже накопившихся осадков.

В западной части комплекс сложен преимущественно прибрежными и прибрежно-приливными тонкослоистыми пестроцветными терригенными породами со следами осушения, замещающимися на терригенно-органогенно-обломочные, лито-биокластовые образования прибрежной полосы шельфа и терригенно-карбонатные отложения мелководного шельфа. Доманиковый горизонт здесь представлен толщей неравномерного переслаивания сероцветных, бурых и зеленоватых разнозернистых песчаников и алевролитов олигомиктовых (Нарьян-Марская, Бугринская площади). Севернее и восточнее выделена переходная зона, протягивающаяся узкой полосой шельфа, захватывающая о. Колгуев. В этой зоне комплекс сложен преимущественно смешанными терригенно-глинистыми и глинисто-карбонатными породами с редкими прослоями био-литокластовых известняков, характерных для переходной зоны от прибрежно-морских, приливно-отливных к мелководношельфовым. В данной зоне начинается последовательное срезание верхних

стратиграфических подразделений комплекса - от турнейского яруса до усть-печорского горизонта. Мощность комплекса здесь изменяется от 100-200 м до 600-800 м.

Восточнее выделена обширная зона развития отложений мелководного шельфа морского бассейна с нормальной соленостью воды, в пределах которой комплекс представлен смешанными глинистыми и терригенно-карбонатными породами, постепенно замещающимися в восточном направлении зернистыми, органогенно-детритовыми известняками с редкими прослоями глинистых пород. Зона охватывает восточную часть Колгуевской структурной области Малоземельско-Колгуевской моноклинали, северное продолжение Печоро-Колвинского авлакогена и Большеземельско-Печороморской структурно-тектонической зоны и Южно-Приновоземельский прогиб. Юго-восточная граница зоны условно принята вдоль полосы доманиковых барьерных рифов. В этой формационной зоне комплекс присутствует в полном стратиграфическом объеме за исключением Болванского палеовыступа фундамента. Здесь отмечены размывы как верхней части комплекса (турнейского яруса), так и отсутствие нижней части (доманикового горизонта). Кроме того, по сейсмическим данным в акватории Печорского моря прогнозируются аномалии типа «риф», а также прослежены «кромки» толщ заполнения субширотного простирания, позволяющие сделать предположение о существовании более глубоководного пролива в северном окончании Печорского палеобассейна.

Еще восточнее расположена зона развития «тройственной» рифогенной формации. Она на севере ТПП охватывает южные районы Денисовской впадины, Колвинский авлакоген, Хорейверскую впадину, Варандей-Адзвинскую зону и далее на север прогнозируется на территории Вашуткина-Талотинской складчато-надвиговой зоны. Здесь на достаточно коротком расстоянии в зависимости от контрастной палеоморфологии и тектонического фактора протрассированы полосы последовательного развития по разрезу и латерали разновозрастных барьерных рифов.

Доманиковый барьерный риф на севере Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции протрассирован на юге от Среднешапкинской площади до северного (сухопутного) окончания востока Хорейверской впадины. На Варкнавтско-Варандейском участке развиты средне- и позднефранские рифы и далее они трассируются в акваториальной части в районе Полярного купола, северной части Западно-Матвеевской структурной зоны и Вашуткина-Талотинской складчато-надвиговой зоне (восточнее скв. №1-Южно-Долгинская и №1-Приразломная), где они с большой долей вероятности объединены в одной полосе развития с последующими задонско-раннезеленецкими барьерными рифами.



Восточная часть исследуемой территории выделена как зона развития умеренно-глубоководных (доманикоидных) отложений доманиково-турнейского комплекса. Она охватывает впадины Предуральского, Предпайхойского краевых прогибов. В акватории Печорского моря зона осложнена складчато-надвиговыми дислокациями Южно-Новоземельско-Пайхойской складчатой области. Здесь фациальная принадлежность комплекса материалами бурения скважин не доказана. Лишь немногочисленные скважины, пробуренные в Коротаихинской впадине, вскрыли толщу депрессионных доманиково-турнейских пород (толщиной 314-558 м), представленных известняками темноцветными до черных, глинисто-кремнисто-битуминозными. В этой зоне на доманикоидной толще, возможно, залегают позднезеленецко-турнейская толща заполнения и мелководношельфовые позднеурнейские глинисто-карбонатные образования. По обнажениям вблизи западной границы Пайхойского антиклинория, а также в его пределах, выделяется неритовая зона глубоководного шельфа с кремнисто-карбонатным осадконакоплением.

#### *Средневизейско-нижнепермский карбонатный НГК*

На большей части территории НГК залегает на глубинах 2000-4000 м. Большие глубины залегания – свыше 5 км отмечены на отдельных участках в Коротаихинской впадинах и Южно-Приновоземельском прогибе, а также на севере в пределах Северо-Печорской области. Комплекс делится на два подкомплекса: средневизейско-верхнекаменноугольный, соответствующий одновозрастному сульфатно-карбонатному литофациальному подкомплексу и нижнепермский, соответствующий комплексу органогенных построек и латерально замещающих их карбонатных образований ассельско-раннеартинского возраста.

*Верхневизейско-верхнекаменноугольный НГПК* объединяет нижнекаменноугольную визейско-серпуховскую и средне-верхнекаменноугольную секвенции. Основная роль в строении подкомплекса принадлежит карбонатной мелководно-шельфовой формации, в меньшей степени – лагунно-морской карбонатно-сульфатной. Подкомплекс распространен практически на всей рассматриваемой территории. Толщина подкомплекса изменяется в пределах 100-300 м на территории Малоземельско-Колгуевской моноклинали, 300-600 м в Печоро-Колвинском авлакогене, 100-600 м в Коротаихинской впадине и доходит до 800 м в Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоне (вал Сорокина). Отложения подкомплекса формировались в мелководно-шельфовой и прибрежно-морской зонах с

преимущественно карбонатным осадконакоплением в ранне- и позднекаменноугольное время и глинисто-карбонатным в среднекаменноугольное.

*Нижнепермский карбонатный НГПК* завершает разрез средневизейско-нижнепермского НГК сложного строения и объединяет разнофациальные отложения ассельского, сакмарского ярусов, и, частично, карбонатные образования нижнего подъяруса артинского яруса (рис. 6). Его формирование связано с трансгрессивной стадией раннепермского этапа эволюции бассейна и соответствует трансгрессивной и нижней части раннерегрессивной седиментационных систем пермской секвенции. Подкомплекс характеризуется региональным территориальным распространением. Исключение представляют области высокоамплитудных поднятий валов Гамбурцева, Талотинского, где он отсутствует в связи с глубоким размывом. Основная роль в строении подкомплекса принадлежит мелководно-шельфовой известняково-доломитовой формации с ее рифовой и относительно глубоководной глинисто-мергелистой и глинисто-карбонатной субформациями.

Подкомплекс характеризуется региональным территориальным распространением, его отсутствие установлено в Сарембой-Леккейягинской зоне и на северо-востоке Мореюской депрессии; на северо-востоке вала Гамбурцева, в Вашуткино-Талотинской складчато-надвиговой зоне, на гряде Чернышова - в Тальбейском блоке; на Воркутском поперечном поднятии – на западе горста Чернова. Рассматриваемый подкомплекс отличается резкими изменениями мощностей: от 10-20 м на палеосводах, до 400 м – в прогибе, обусловленными активной палеотектонической обстановкой во время его формирования. Он относится к вторично нефтегазоносным или эпигенетическим и включает преимущественно коллекторские толщи. Возможности для образования сингенетичных залежей УВ в нем весьма ограничены.

Нижнепермский карбонатный подкомплекс имеет повсеместное развитие на исследуемой территории суши северной части *Малоземельско-Колгуевской моноклинали*. В северной части *Печоро-Колвинского авлакогена* толщина отложений составляет 175-295 м. В Кортаихинской впадине поверхность кровли карбонатов нижней перми погружается с запада на восток: от 200-400 м во внешней зоне, до 5000-6000 м во внутренней зоне впадины.

На пермском этапе истории развития бассейна произошли замыкание флишевого трога и интенсивные орогенные поднятия Уральского пояса.



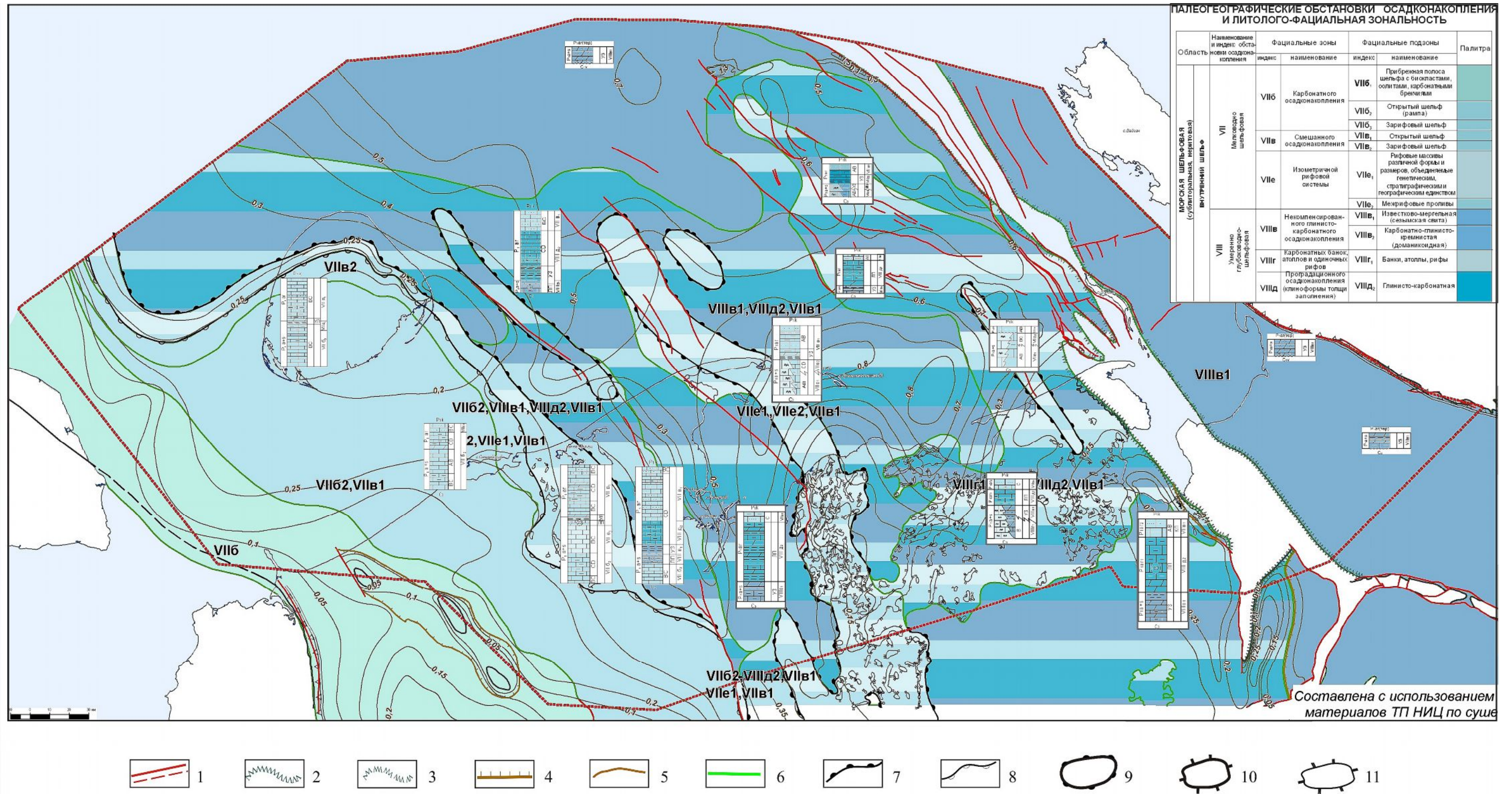


Рис. 6. Литолого-фациальная карта нижнепермского карбонатного НГПК

1 - тектонические нарушения; границы распространения нефтегазоносных комплексов и составляющих их стратиграфических подразделений; 2 - погребенные границы под вышележащими дочетвертными отложениями, 3 - погребенные границы под вышележащими дочетвертными отложениями в поднадвиге; 4 - эрозионные границы стратиграфических подразделений комплекса в его кровле, 5 - линии равных толщин (достоверные), км; 6 - границы литолого-фациальных зон; 7 - границы предрифтового склона барьерного рифа, достоверные, установленные по данным бурения и прослеженные сейсморазведкой; 8 - границы рифов и зарифовых фаций, достоверные, установленные по данным бурения и прослеженные сейсморазведкой; 9 - крупные одиночные рифовые массивы, достоверные, установленные по данным бурения и прослеженные сейсморазведкой; 10 - мелкие органогенные постройки, достоверные, установленные по данным бурения и прослеженные сейсморазведкой; 11 - сейсмические аномалии типа "риф" неясного генезиса



Под влиянием инверсионных движений и активного развития краевого прогиба, начавшихся еще в конце позднего карбона, в платформенных районах на пермском этапе произошла резкая смена и дифференциация палеотектонических и палеогеографических условий седиментации. При этом четко обозначились: западная область бассейна с мелководно-шельфовыми условиями седиментации, центральная - с умеренно-глубоководно-шельфовым и рифогенным осадконакоплением и восточная, охватывавшая краевой прогиб и прилегающие к нему районы, где существовали относительно глубоководные условия (сезымская палеовпадина).

На западе исследуемого участка в пределах большей части Малоземельско-Колгуевской моноклинали и северной части Ижма-Печорской синеклизы комплекс сложен мелководно-шельфовыми преимущественно карбонатными образованиями, представленными детритовыми, лито-биокластическими, литокластическими, реже биоморфными известняками. Залегающие выше артинские отложения представлены чередованием глинисто-карбонатных пород с глинистыми известняками, переходящими вверх по разрезу в карбонатно-алевритовые породы, частично окремненные, с прослоями спикуловых губковых известняков и многочисленной морской фауной.

Вдоль западного борта относительно глубоководной сезымской впадины формировались рифовые постройки – водорослевые и мшанковые.

На о. Колгуев по сейсмическим данным зона ассельско-сакмарских рифов протягивается в северной части острова. Максимальная ширина зоны достигает 6 км, длина около 40 км. Мощность рифогенной толщи 80-250 м. Обращает на себя внимание дугообразная форма зоны рифов на о. Колгуев, где она меняет обычное северо-западное, т. е. пайхойско-новоземельское направление на почти перпендикулярное юго-западное. Вероятно, что эта часть зоны маркирует уже юго-восточный борт Южно-Баренцевской впадины. Западнее, в Баренцевом море, по южному борту впадины можно ожидать продолжение этой зоны, а в самой впадине, по аналогии с Печорским морем – развитие нижнепермских глубоководных отложений [Преображенская и др., 1993].

К югу от рифовой зоны (Таркская площадь) в условиях зарифового шельфа накапливались карбонатные и глинисто-карбонатные осадки.

Несколько в иных условиях формировались биогермные образования центральной части Удачной ступени, где раннепермская топографическая относительно глубоководная впадина имела пологий западный борт.



В начале ассельского века незначительное прогибание территории привело к заложению сезымской палеовпадины с некомпенсированным осадконакоплением. В пределах этой впадины ассельско-сакмарские отложения представлены тонкослоистыми глинистыми известняками, мергелями и аргиллитами с небольшими мощностями 30-50 м, реже 80 м.

По мере смещения палеовпадины на запад, северо-запад фиксируется появление карбонатно-глинистых пород сезымской свиты на различных горизонтах мелководно-шельфовых карбонатных отложений ассельского яруса. В пределах Малоземельско-Колгуевской моноклинали (зона) аналоги сезымской свиты залегают непосредственно на известняках ассельского яруса.

На инверсионных отмелях и малоамплитудных палеоподнятиях происходило формирование органогенных построек, образовавших впоследствии биогермную зону. Такие постройки выявлены сейсморазведкой на шельфе Печорского (Поморская ступень, Колокоморский вал, Печороморская структурная область) и Баренцева морей. С началом роста органогенных (биостромных) построек в пределах седиментационного бассейна усилилась расчлененность рельефа дна и на участках, прилегавших к постройкам, создались застойные условия, где в это же время шло накопление глинисто-карбонатных осадков.

Отложения артинского яруса, залегающие над сезымской свитой, сложены карбонатно-глинистыми образованиями умеренно-глубководного шельфа, представляющими собой толщу заполнения некомпенсированной сезымской впадины. Для этой фазы седиментации характерны частые перерывы в осадконакоплении.

В восточной части исследуемой территории (Коротаихинская впадина, Лабогейская моноклираль, Русаковская складчато-надвиговая зона) сезымская свита залегает на ниже- и среднекаменноугольных кремнисто-сланцевых образованиях. Здесь развиты ассельско-сакмарские отложения, сходные в общих чертах с образованиями Печорского угольного бассейна, представлены глинистыми, карбонатно-глинистыми и глинисто-мергелистыми морскими умеренно глубоководными отложениями – аналогами сезымской свиты. Мощность отложений не превышает 50 м. В восточной части территории в основании сезымской свиты обнаружены конглобрекции. В поздне-сакмарское и артинское время в северо-восточной области бассейна, в краевом прогибе, происходила седиментация грубообломочных, глинисто-песчаных и глинистых осадков.

В начале кунгурского века практически на всей исследуемой территории карбонатное осадконакопление сменилось терригенным, с формированием карбонатно-глинистых и алевроитово-глинистых толщ.

*Верхнепермский терригенный нефтегазоносный комплекс* выделен в объеме уфимского, казанского и татарского ярусов.

Глубина залегания кровли комплекса изменяется в широких пределах: на материковой части Малоземельско-Колгуевской моноклинали составляет 850-1700 м, на о. Колгуев – до 2000 м, в центральной части бассейна, в Денисовской и Хорейверской впадинах и в Варандей-Адзьвинской структурной зоне, его кровля погружена под более молодые отложения до глубин 1400-1600 м, на севере Коротаихинской впадины – до глубин свыше 2000 м. На шельфе Печорского моря кровля НГК располагается на глубинах 1,9-3,8 км, постепенно погружаясь к северу и северо-востоку.

Толщины комплекса характеризуются столь же значительной изменчивостью. Максимальные их значения отмечаются в Коротаихинской впадине. Здесь они превышают 1000 м, достигая на отдельных участках 3000-3500 м. К северо-западу толщины комплекса постепенно сокращаются и в северных районах платформенной части не превышают 200-400 м, на о. Колгуев и в акваториальных частях провинции увеличиваются до 700 и более метров.

Сложен комплекс полимиктовой, преимущественно континентальной, красноцветно-сероцветной формацией, которая в Южно-Новоземельско-Пайхойской складчатой области замещается на угленосную. Лишь в самом основании его развиты сероцветные глинисто-песчаные прибрежно-морские и дельтовые субформации, а на севере – песчано-глинистая мелководно-шельфовая.

В целом на территории северной части суши Тимано-Печорской провинции и акватории Печорского моря в начале поздней перми в раннеуфимское время мелководный морской бассейн занимал большую часть рассматриваемой площади, его распространение в целом унаследовано от кунгурского века. В уфимском веке продолжилась регрессия морского бассейна на север и северо-запад, что обусловило закономерную смену фаций, как по разрезу так и по латерали. К началу казанского века морская обстановка седиментации сохранилась лишь на севере (о. Колгуев и в акваториальной области). В то же время регрессия бассейна имела дискретный характер, в результате чего во время непродолжительных повышений относительного уровня моря (раннеказанская трансгрессия) и проградации прибрежно-морской и еще более прибрежно-приливной зоны в центральную

часть провинции, аллювиальная седиментация менялась на прибрежно-приливную (литораль) и надприливную (супралитораль). Региональная последовательная смена литологического состава отдельных стратиграфических подразделений комплекса вследствие отступления морского бассейна в северо-западном направлении позволила выделить в северной части суши ТПП и ее акваториального продолжения ряд субширотных формационных зон, в которых при продвижении на север увеличивается доля морских и прибрежно-морских осадков в нижней части комплекса и выражена в постепенной смене к северо-западу грубозернистых аллювиальных осадков иловыми прибрежно-морскими.

На территории (о. Колгуев и северная часть акватории моря) преобладали области развития мелководно-шельфовых обстановок с терригенным и карбонатно-терригенным осадконакоплением и переходная с песчано-глинистым осадконакоплением. Разрез в пределах этих зон представлен смешанными кварцево-карбонатными породами темно-серыми, неясно волнистослоистыми, с текстурами взмучивания, с брахиоподами, мшанками, криноидеями, с переходами в известняки алевритистые и алевролиты известковистые, а также алевролиты с прослоями песчаников и глин.

Выделяется зона на востоке исследуемого района в пределах в Южно-Новоземельско-Пайхойской складчатой области, где в самом начале уфимского века в пограничной полосе аллювиально-болотных равнин и отступающего на северо-запад моря формировались песчано-алевролитоглинистые отложения приморской равнины. Позднее, на протяжении всей позднепермской эпохи, во влажном гумидном климате формировалась сероцветная угленосная формация. Здесь в условиях низменных равнин накапливались осадки аллювиальных, болотных и озерных фаций: чередующиеся полимиктовые пески, алевриты, глины и торфяники, превратившиеся впоследствии в уголь. По мере развития регрессии, область распространения угленосной формации расширялась к западу, вслед за мигрировавшей в этом направлении западной границей прогиба.

*Триасовый терригенный НГК* имеет региональное распространение. Его отсутствие доказано в восточных районах Коротаихинской впадины, в зоне Вашуткино-Галотинской складчато-надвиговой зоны и прилегающих районах Сарембой-Лекейягинского вала, в центре вала Сорокина. На западе распространение комплекса ограничивается Седухинским валом и Тиманом. В акваториальной части граница распространения триасового седиментационного бассейна проходит вблизи Северо-Седухинского структурного носа и, огибая северную оконечность п-ова Канин, он, очевидно, соединяется с седиментационным бассейном Мезенской синеклизы.

Исследования, выполненные в последние годы специалистами ВНИГРИ в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции показали, что одним из наиболее важных факторов, определяющих возможность образования зон нефтегазонакопления, является фактор существования зоны аккумуляции - крупного положительного структурного элемента с широко распространенными природными (на одном или нескольких уровнях) резервуарами, контролируемые региональным или зональным флюидоупором и сочлененными по латерали или вертикали с НГМТ, богатыми РОВ во время периодов наиболее интенсивной генерации первичных УВ.

Сопоставление структурных планов (с использованием палеоструктурных реконструкций) с картами природных резервуаров, составленных на основе литолого-фациальных карт, наряду с использованием кинетических моделей основных нефтегазопроизводящих толщ региона, позволяющих судить о времени и масштабах генерации, позволяет смоделировать условия формирования зон нефтегазонакопления [Прищепа, 1994; Самсонов и др., 1986].

В соответствии с разработанной во ВНИГРИ методологией выделения зон нефтегазонакопления на территории ТПП на трех регионально выдержанных уровнях (под тиманско-саргаевской, артинско-кунгурской и над артинско-кунгурской региональными покрывками) выделены зоны нефтегазонакопления сквозного (в пределах трех уровней), многослойные (под артинско-кунгурской покрывкой), двуслойные (развитые в пределах двух комплексов) и однослойные, развитые в пределах одного комплекса.

В условиях доминирования структурного контроля большая часть сквозных и многослойных зон приурочена к крупным зонам аккумуляции – современным или палеоподнятиям, преимущественно к крупным тектоническим структурам II порядка – валам и реже мегавалам. Двуслойные и однослойные зоны нефтегазонакопления расположены преимущественно в пределах тектонически более стабильных областей – моноклиналей, на склонах впадин и контролируются преимущественно зонами развития природных резервуаров.

На основе метода геологических аналогий (принимая в качестве эталонов и сравнивая между собой генетически схожие зоны нефтегазонакопления, развитые в пределах единых мегакомплексов) проведена предварительная оценка суммарных ресурсов в зонах нефтегазонакопления и вне их пределов.

По сумме ресурсов, сосредоточенных в пределах выделенных элементов нефтегазогеологического районирования, отмечается следующее.



По акваториальной части района исследований наиболее богатой по начальным суммарным ресурсам нефти и газа является Восточно-Поморская НГО (1577 млн.т у.т). Немного уступают ей Южно-Приновоземельская (1284 млн.т у.т) и Печоро-Колвинская (1053 млн.т у.т) НГО. Существенно уступают им по потенциалу Малоземельско-Колгуевская (781 млн.т у.т) и Варандей-Адзьвинская (733 млн.т у.т), еще менее значимы ресурсы Хорейверской (372 млн.т у.т.) и Приновоземельско-Пайхойской (369 млн.т у.т.).

Из нефтегазоносных районов на акватории Печорского моря доминирующими являются два - Гуляевско-Приразломный (1266 млн.т.) и Папанинско-Долгинский (1094 млн.т у.т.). Следующие по величине начальных суммарных геологических ресурсов УВ – Сарембой-Леккейгинский (701 млн.т у.т.), Восточно-Колгуевский (503 млн. т), Поморский (412 млн.т у.т.) и Русский (312 млн.т у.т.).

При сравнении с сухопутными районами видно, что, несмотря на тенденцию уменьшения плотности прогнозных ресурсов, явно наблюдаемой в северном направлении в пределах акватории, большое количество нефтегазоперспективных объектов расположено в районах с практически нулевой изученностью глубоким бурением и находятся на доступных техническими средствами глубинах моря и залегания перспективных комплексов.

Выделение таких районов в совокупности с выделением целевых комплексов изучения зон нефтегазонакопления позволило составить карту перспектив и прогноза нефтегазоносности, определяющую последовательность изучения и перспективы отдельных участков района работ в целом.

### Литература

*Басов В.А., Василенко Л.В., Вискунова К.Г., Кораго Е.А., Корчинская М.В., Куприянова Н.В., Пovyшева Л.Г., Преображенская Э.Н., Пчелина Т.М., Столбов Н.М., Суворова Е.Б., Супруненко О.И., Сулова В.В., Устинов Н.В., Устрицкий В.И., Фефилова Л.А.* Эволюция обстановок осадконакопления Баренцево-Северо-Карского палеобассейна в фанерозое 0420900064\003 //Нефтегазовая геология. Теория и практика. - электрон. научный журнал. – 2009 (4). - №1. - [http://www.ngtp.ru/rub/2/3\\_2009.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/2/3_2009.pdf).

*Гафаров Р.А.* Вопросы тектоники фундамента Севера Восточно-Европейской платформы // Геотектоника. № 4.- М.: Наука, 1966.- С. 81-91.

Государственная геологическая карта РФ масштаба 1:1 000 000 (новая серия). Лист R-38-40 (о. Колгуев) /Вискунова К.Г. и др. – СПб.: Санкт-Петербургская картфабрика, 2003.

*Грамберг И.С.* Нефтегазоносные и перспективные осадочные бассейны Евразийской континентальной окраины России / Российская Арктика, геологическая история, минерагения, геоэкология.- СПб.: ВНИИОкеангеология, 2002.

*Дедеев В.А.* Тектоническая карта докембрийского фундамента Русской плиты.- М.: Геотектоника. № 3. 1972.- С. 27-32.

*Запорожцева И.В.* Глубинное строение Большеземельской тундры по геофизическим данным.- Л.: Наука, 1979.- 112 с.

*Мальшев Н.А.* Тектоника, эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов европейского севера России //Автореф. канд. диссертации.- Сыктывкар, 2000.- 50 с.

*Маргулис Е.А.* Основные черты строения среднепалеозойской Баренцево-Карской субокеанической впадины //Комплексное освоение нефтегазовых ресурсов континентального шельфа СССР. – Мурманск, 1989. - С. 42 - 44.

Методология и практика геолого-экономической оценки краевых систем древних платформ (на примере Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции) / Л.З. Аминов, М.Д. Белонин, В.И. Богацкий, А.П. Боровинских и др.- СПб.: ВНИГРИ, 2000.– 311 с.

*Преображенская Э. Н., Устрицкий В.И., Чувашов Б.И.* Нижнепермские рифы на о. Колгуев (по результатам глубокого бурения) // ДАН. 1993. Т. 329. № 1.- С. 71-74.

*Прищепина О.М.* Методология и практика воспроизводства запасов нефти и газа (Северо-западный регион) в современных условиях. – СПб.: Недра, 2005. – 492 с.

*Прищепина О.М.* Моделирование условий формирования зон нефтегазонакопления Тимано-Печорской провинции //Поиски, разведка и добыча нефти и газа в Тимано-Печорском бассейне и Баренцевом море: Сб. докл. Междунар. конф.- СПб.: ВНИГРИ, 1994.- С. 180-186.

*Самсонов В. В., Лебедев Б.А.* и др. Зоны нефтегазонакопления - главные объекты поисков //В кн.: Зоны нефтегазонакопления - главные объекты поисков.- Л., 1986.- С. 6-17.

Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения /Белонин М.Д. и др. - СПб.: Недра, 2004.- 396 с.

Тимано-Печорский седиментационный бассейн: Атлас геологических карт. - Никонов Н.И. и др.- Ухта, Республика Коми, 2000.

*Тимонин Н.И.* Печорская плита: история геологического развития в фанерозое. - Екатеринбург: Уро РАН, 1998.- 240 с.

Фундамент Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна /Белякова и др.- Ухта, 2008.- 288 с.

**Рецензент:** Макаревич Владимир Николаевич, доктор геолого-минералогических наук, профессор

**Prischepa O.M., Bogatsky V.I., Orlova L.A., Chumakova O.V.**

All Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), St.-Petersburg, Russia  
[omp@vnigri.spb.su](mailto:omp@vnigri.spb.su)

**Kostygova P.K.**

TP NIC, Ukhta, Russia

## **FORECAST OF PETROLEUM POTENTIAL OF THE DISTRICT OF THE TIMAN-PECHORA PETROLEUM BASIN NORTHERN CLOSURE**

*The petroleum prospects of the Timan-Pechora petroleum province (TPP) in the zone of onshore and offshore junction and on its offshore continuation are justified on the basis of solving the problem of developing a unified geological-geophysical model of structure of this district. This district is considered to be the nearest reserve of growing the base of explored oil reserves in the region and Russia.*

*Such a model allowed specifying tectonic and oil-gas-geological zoning on the offshore continuation of the TPP and also essentially specifying the quantitative estimation of oil and gas resources, particularly in the districts of their increased concentration.*

*Three principally new directions of exploration for oil and gas are determined.*

**Key words:** *petroleum prospects, geological-geophysical model, Timan-Pechora basin, facies zoning, exploration directions.*

### References

Basov V.A., Vasilenko L.V., Viskunova K.G., Korago E.A., Korčinskaâ M.V., Kupriãnova N.V., Povyševa L.G., Preobraženskaâ È.N., Pčelina T.M., Stolbov N.M., Suvorova E.B., Suprunenko O.I., Suslova V.V., Ustinov N.V., Ustrickij V.I., Fefilova L.A. Èvolúciã obstanovok osadkonakopleniã Barencevo-Severo-Karskogo paleobassejna v fanerozoe 0420900064\003 //Neftegazovaã geologiã. Teoriã i praktika.- èlektron. naučnyj žurnal. – 2009 (4). - #1. - [http://www.ngtp.ru/rub/2/3\\_2009.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/2/3_2009.pdf).

Gafarov R.A. Voprosy tektoniki fundamenta Severa Vostočno-Evropejskoj platformy // Geotektonika. # 4.- M.: Nauka, 1966.- S. 81-91.

Gosudarstvennaâ geologičeskaâ karta RF masštaba 1:1 000 000 (novaâ seriã). List R-38-40 (o. Kolguev) /Viskunova K.G. i dr. – SPb.: Sankt-Peterburgskaâ kartfabrika, 2003.

Gramberg I.S. Neftegazonosnye i perspektivnye osadočnye bassejny Evrazijskoj kontinental'noj okrainy Rossii / Rossijskaâ Arktika, geologičeskaâ istoriã, minerageniã, geoèkologiã.- SPb.: VNIIOkeangeologiã, 2002.

Dedeev V.A. Tektoničeskaâ karta dokembrijskogo fundamenta Russkoj plity.- M.: Geotektonika. # 3. 1972.- S. 27-32.

Zaporožceva I.V. Glubinnoe stroenie Bol'shezemel'skoj tundry po geofizičeskim dannym.- L.: Nauka, 1979.- 112 s.

Malyšev N.A. Tektonika, èvolúciã i neftegazonosnost' osadočnyh bassejnov evropejskogo severa Rossii //Avtoref. kand. dissertacii.- Syktyvkar, 2000.- 50 s.

Margulis E.A. Osnovnye čerty stroeniã srednepaleozojskoj Barencevo-Karskoj subokeaničeskoj vpadiny //Kompleksnoe osvoenie neftegazovyh resursov kontinental'nogo šel'fa SSSR. – Murmansk, 1989. - S. 42 - 44.

Metodologiã i praktika geologo-èkonomičeskoj ocenki kraevykh sistem drevnih platform (na primere Timano-Pečorskoj neftegazonosnoj provincii) / L.Z. Aminov, M.D. Belonin, V.I. Bogackij, A.P. Borovinskih i dr.- SPb.: VNIGRI, 2000.– 311 s.

Preobraženskaâ È. N., Ustrickij V.I., Čuvašov B.I. Nižnepermskie rify na o. Kolguev (po rezul'tatam glubokogo bureniã) // DAN. 1993. T. 329. # 1.- S. 71-74.

Prišepa O.M. Metodologiã i praktika vosproizvodstva zapasov nefti i gaza (Severo-zapadnyj region) v sovremennykh usloviãh. – SPb.: Nedra, 2005. – 492 s.

Prišepa O.M. Modelirovanie uslovij formirovaniã zon neftegazonakopleniã Timano-Pečorskoj provincii //Poiski, razvedka i dobyča nefti i gaza v Timano-Pečorskom bassejne i Barencevom more: Sb. dokl. Meždunar. konf.- SPb.: VNIGRI, 1994.- S. 180-186.

Samsonov V. V., Lebedev B.A. i dr. Zony neftegazonakopleniã - glavnye ob"ekty poiskov //V kn.: Zony neftegazonakopleniã - glavnye ob"ekty poiskov.- L., 1986.- S. 6-17.

Timano-Pečorskaâ provinciã: geologičeskoe stroenie, neftegazonosnost' i perspektivy osvoeniã /Belonin M.D. i dr. - SPb.: Nedra, 2004.- 396 s.

Timano-Pečorskij sedimentacionnyj bassejn: Atlas geologičeskikh kart. - Nikonov N.I. i dr.- Uhta, Respublika Komi, 2000.

Timonin N.I. Pečorskaâ plita: istoriã geologičeskogo razvitiã v fanerozoe. - Ekaterinburg: Uro RAN, 1998.- 240 s.

Fundament Timano-Pečorskogo neftegazonosnogo bassejna /Belãkova i dr.- Uhta, 2008.- 288 s.