

УДК 551.24:553.98(470.13+470.111+268.45)

Прищеп О.М., Богацкий В.И.

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

Григоренко Т.И.

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

Орлова Л.А., Чумакова О.В.

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

НОВЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ПЕРСПЕКТИВАХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЕВЕРО-ЗАПАДНЫХ РАЙОНОВ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ

Региональные геологоразведочные работы, проводимые за бюджетные средства, сосредоточены в малоизученных периферийных районах провинций с неоцененными перспективами нефтегазоносности. Одним из таких является северо-запад Тимано-Печорской провинции, охватывающий северную часть Ижма-Печорской впадины, материковую и морскую части Малоземельско-Колгуевской моноклинали. Из-за существенного сокращения разреза чехла, включая перспективные комплексы, отсутствия надежной оценки ресурсов локальных объектов, а также невыявленных нефтегазоматеринских толщ недропользователи и инвесторы не проявляют интерес к указанным районам. Выполненные геологоразведочные работы позволили установить более широкое развитие таких перспективных комплексов, как нижне-среднеордовикский и среднедевонско-нижнефранский терригенные, семилукско-турнейский карбонатный. Уточнено тектоническое строение, выявлен погребенный структурно выраженный вал (Новоборский), в пределах которого нет пробуренных скважин.

Сделано предположение о возможности прослеживания погребенных структур в акватории в пределах Малоземельско-Колгуевской моноклинали, требующей доизучения.

Предложен комплекс исследований, позволяющий надеяться на выявление новых перспективных объектов как на суше, так и на акватории.

Ключевые слова: тектоническое строение, перспективы нефтегазоносности, погребенные структуры, нижне-среднеордовикский нефтегазоносный комплекс, зоны нефтегазонакопления, Ижма-Печорская впадина.

Постановка вопроса

Активное развитие геологоразведочных работ и в результате их - открытие более 270 месторождений нефти, газоконденсата и газа преимущественно в пределах материковой части Тимано-Печорской провинции, а также высокие перспективы ее акваториального продолжения, оставили без должного поискового внимания ее крайний северо-западный сегмент, куда входят значительные по площади территории и акватории северной половины Ижма-Печорской синеклизы и Малоземельско-Колгуевская моноклиналь (рис. 1).

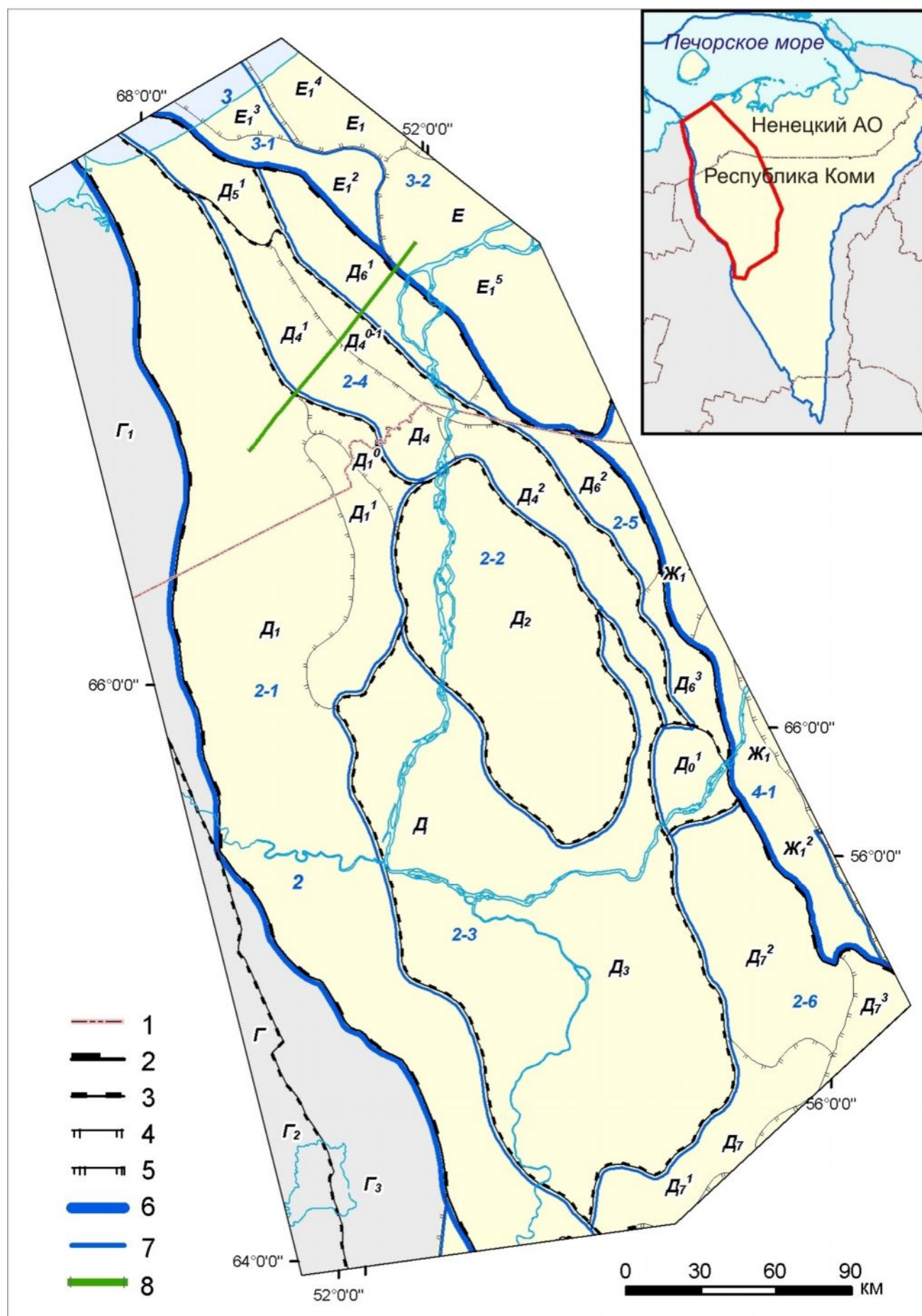


Рис. 1. Карта тектонического и нефтегазгеологического районирования северной части Ижма-Печорской синеклизы

1 – административная границы, 2-5 – границы тектонического районирования: 2 – надпорядковые, 3 – первого порядка, 4 – второго порядка, 5 – третьего порядка. Элементы тектонического районирования: Г – ТИМАНСКАЯ ГРЯДА Г₁ – Северо-Тиманский мегавал; Г₂ – Западно- и Среднетиманские дислокации; Г₃ – Восточно-Тиманский сложный мегавал; Д – ИЖМА-ПЕЧОРСКАЯ СИНЕКЛИЗА; Д₁ – Нерицкая ступень; Д₁¹ – Тобышский вал; Д₁⁰ – Восточно-Хариусный структурный залив; Д₂ – Ерсинская впадина; Д₃ – Ижемская ступень; Д₄ – Новоборско-Созьвинская структурная зона; Д₄¹ – Новоборская структурная подзона; Д₄² – Созьвинская структурная подзона; Д₄⁰⁻¹ – Председужинская структурная ступень; Д₅¹ – Приморский вал; Д₆ – Седужинско-Малолебединский мегавал; Д₆¹ – Седужинский дизъюнктивный вал; Д₆² – Янгытско-Дзелядевский вал; Д₆³ – Малолебединский вал; Д₀¹ – Чаркаю-Кипиевская ступень; Д₇ – Омра-Лыжская седловина; Д₇¹ – Сотчемью-Аресский уступ; Д₇² – Лузская ступень; Д₇³ – Ронаельская ступень; Е – МАЛОЗЕМЕЛЬСКО-КОЛГУЕВСКАЯ МОНОКЛИНАЛЬ; Е₁ – Нарьян-Марская моноклираль; Е₁² – Северо-Седужинский уступ; Е₁³ – Западно-Колгуевская моноклираль; Е₁⁴ – Сенгейский структурный нос; Е₁⁵ – Малоземельская структурная терраса; Ж – ПЕЧОРО-КОЛВИНСКИЙ АВЛАКОГЕН; Ж₁ – Печоро-Кожвинский мегавал; Ж₁¹ – Лебединский вал; Ж₁² – Мутноматериковский вал. 6-7 – границы нефтегазгеологического районирования: 6 – граница НГО, 7 – граница НГР. Элементы нефтегазгеологического районирования: 2 – ИЖМА-ПЕЧОРСКАЯ НГО; 2-1 – Притиманский НГР; 2-2 – Ерсинский НГР; 2-3 – Нижнеижемский НГР; 2-4 – Новоборско-Созьвинский НГР; 2-5 – Седужинско-Кипиевский НГР; 2-6 – Верхнелыжско-Лемъюский НГР; 3 – МАЛОЗЕМЕЛЬСКО-КОЛГУЕВСКАЯ НГО; 3-1 – Западно-Колгуевский НГР; 3-2 – Нарьян-Марский НГР; 4 – ПЕЧОРО-КОЛВИНСКАЯ НГО; 4-1 – Мутноматериково-Лебединский НГР. 8 – линия профиля, по которому представлен сейсмогеологический разрез.

Причинами такого отношения служило отсутствие по материалам единичных опорных, параметрических и поисковых скважин, неравномерно размещенных площадных сейсмических работ и крайне редких региональных сейсмических профилей тех «традиционных» показателей перспектив нефтегазоносности, которые приводили к успешным открытиям в других, более южных и восточных районах Тимано-Печорской провинции. В первую очередь, к ним можно отнести отсутствие (или развитие в других фациях) двух принципиальных для южной части провинции комплексов - среднедевонско-нижнефранского и семилукско-турнейского. К причинам отрицательных оценок можно было бы отнести сокращенный разрез верхневизейско-нижнепермского карбонатного комплекса, вскрытие многими скважинами фундамента без получения признаков нефтегазонасыщения в разрезе осадочного чехла и такой немаловажный как отсутствие в разрезах параметрических и опорных скважин обогащенных органическим веществом толщ, которые могли бы рассматриваться в качестве нефтегазоматеринских. Косвенной причиной отсутствия интереса к указанным районам являлась возможность проведения геологоразведочных работ на прилегающих высокоперспективных территориях, с выявленной в широком диапазоне нефтегазоносностью (Шапкина-Юрьяхинский вал, Денисовский прогиб, Печоро-Кожвинский мегавал, южная часть Ижма-Печорской синеклизы).

Низкой изученностью характеризуются и акваториальные продолжения западных районов ТПП, что связано с еще более высокими геологическими и технологическими рисками геологоразведочных работ. При этом в пределах Малоземельско-Колгуевской моноклинали (о. Колгуев) в триасовых песчаниках открыто два месторождения (Таркское и Песчаноозерское) с нефтяными и газонефтяной залежами, а также малодобитная нефтяная залежь в верхнекаменноугольных известняках Харицейской депрессии на материке.

В пределах района, характеризующегося наиболее схожим геологическим строением - Ижемской ступени, расположенной южнее, выявлены нефтяные месторождения, но уже в верхнедевонских органогенных постройках и структурах их облекания. Следует отметить, что месторождения с залежами в триасовом комплексе Малоземельско-Колгуевской моноклинали и в верхнем девоне Ижемской ступени находятся в краевых, пограничных зонах этих структурных элементов, где условия формирования нефтяных залежей близки или аналогичны тем, которые существовали в более восточных и южных районах провинции с установленными весьма благоприятными возможностями генерации, миграции и аккумуляции углеводородов (УВ). К подобному району относится южная половина Ижма-Печорской синеклизы, где насчитывается более 70 нефтяных месторождений.

До последнего времени считалось, что север Ижма-Печорской синеклизы, исключая Ижемскую ступень, и материковая часть Малоземельско-Колгуевской моноклинали такими оптимальными возможностями практически не обладают. Объяснение этому заключалось в сокращенном объеме стратиграфического разреза, отсутствием или малым содержанием в нем пород с необходимыми концентрациями рассеянного органического вещества (РОВ), не достигшего из-за незначительных глубин погружения катагенной генерационной зрелости и недостаточного количества (по оценкам имевшейся геолого-геофизической изученности) морфологически хорошо выраженных локальных структур, группируемых в зоны аккумуляции с вероятностью сохранности скоплений промышленной значимости. В отношении акваториальной части Малоземельско-Колгуевской моноклинали с ее наращиванием толщин палеозойских и мезозойских комплексов и их погружением к северу и северо-востоку перспективы нефтегазоносности представлялись более благоприятными [Прищепа и др., 2010]. При этом работы по анализу признаков нефтегазоносности, выполненные в последнее время, показали необходимость более тщательного подхода к поиску собственных нефтегазоматеринских толщ [Сенин, Куранов, Кутлинский, 2012] и поиску возможных путей миграции со стороны Печоро-Кожвинского мегавала, а также погруженных районов прилегающей акватории [Прищепа, 2012].

В соответствии с действующим законодательством, функциями Федерального агентства по недропользованию, управляющего бюджетным финансированием геологоразведочных работ (ГРП), они могут быть направлены исключительно на региональное изучение недр, которое позволяет выявлять и оценивать перспективы зон нефтегазонакопления (ЗНГН) и первоочередные районы для постановки поисковых геологоразведочных работ.

К числу работ направленных на решение задач регионального этапа изучения относятся работы, которые можно определить под общим названием как «Выявление новых ЗНГН в малоизученных районах ТПП». Для северной половины Ижма-Печорской синеклизы, такие работы проводились под руководством ФГУП «ВНИГРИ» в течение 2010-2012 гг., с отработкой 895 пог. км. региональных сейсмических профилей, и переобработкой и переинтерпретацией более 3000 пог. км ранее отработанных сейсмических профилей. Одновременно в рамках указанного проекта была проведена комплексная увязка материалов сейсморазведки, магниторазведки и гравиметрических съемок прошлых лет и результатов бурения скважин.

Проведенный комплексный анализ пересмотренных результатов бурения и всех последних и обновленных геофизических данных позволил создать новые представления о тектоническом строении исследуемой территории севера Ижма-Печорской синеклизы, а анализ геохимических показателей пород осадочного чехла, подкрепленный палеоструктурными построениями, предложить модель формирования и размещения залежей нефти в установленных нефтегазоносных районах (НГР) и перспективных зонах нефтегазонакопления (ПЗНН) [Прищепа, 2008]. Сравнительная оценка начальных суммарных ресурсов УВ этих элементов нефтегазогеологического районирования (НГР и ПЗНН) позволяет определиться с выбором приоритетных направлений и очередности ГРП.

Основные черты тектонического строения

По общим закономерностям тектонического строения, литолого-фациального распространения стратиграфических подразделений осадочного чехла и историко-геологического развития, а также по присутствию залежей УВ и их признаков северная половина Ижма-Печорской синеклизы и Малоземельско-Колгуевская моноклинали является частью единого Тимано-Печорского осадочного бассейна [Белякова, 2008]. Поэтому многие региональные общности, касающиеся единства структурных этажей, обоснования и распространения нефтегазоносных комплексов (НГК), повсеместно присутствующих двух выдержанных флюидоупоров (покрышек) – верхнедевонской тиманского и саргаевского горизонтов и диахронной верхнеартинско-кунгурской, закономерностей гидродинамической системы, могут быть использованы по принципу аналогий при оценке нефтегазоносности рассматриваемой территории.

Территория северной половины Ижма-Печорской синеклизы и Малоземельско-Колгуевской моноклинали на юго-западе по Восточно-Тиманскому разлому примыкает к Тиманской гряде, а на северо-северо-востоке ограничивается кулисно-подставляющими разломами Печоро-Колвинского авлакогена – южным флангом Чаркаю-Пылемецкого и Шапкина-Юрьяхинским с его продолжением в Печорском море. Северо-западный фланг Чаркаю-Пылемецкого разлома отделяет приразломные дислокации Ижма-Печорской синеклизы от Малоземельско-Колгуевской моноклинали [Тимано-Печорская провинция..., 2004]. На севере ограничениями являются прерывистые флексуры на границе с Северо-Печороморской моноклиной, а на юге – Омра-Лыжская седловина юго-восточной половины Ижма-Печорской синеклизы с ее многочисленными месторождениями. Для обновленной схемы тектонического районирования северной части Ижма-Печорской синеклизы и Малоземельско-Колгуевской моноклинали по морфологическому принципу с

учетом структурно-формационной расслоенности осадочного чехла была выбрана, как и для всей Тимано-Печорской провинции в предшествовавших работах [Прищепа и др., 2012] структурная карта по диахронной поверхности, «карбон – нижняя пермь» (рис. 2). На рассматриваемой территории эта поверхность соответствует кровле карбонатных пород артинского яруса.

В осадочном чехле северной половины надпорядковой Ижма-Печорской синеклизы установлены следующие тектонические элементы первого порядка: Нерицкая ступень, Ерсинская впадина, Ижемская ступень, Новоборско-Созьвинская структурная зона, Седухинско-Малозембинский мегавал. К самостоятельным структурным элементам второго порядка, вне иерархической подчиненности, отнесены Приморский вал и Кипиевская ступень. Надпорядковая Малоземельско-Колгуевская моноклинали объединяет структуры первого порядка – Коргинскую ступень, Западно-Колгуевскую моноклинали, Восточно-Колгуевскую структурную зону, Малоземельскую моноклинали [Прищепа и др., 2010].

Формирование разноранговых структур осадочного чехла и связанных с ними ЗНГН в исследуемом субрегионе во многом зависело от структуры и состава байкальского фундамента (рис. 3) [Белякова, 2008]. По составу верхнепротерозойских вулканогенно-метаморфических формаций, образованных в различных геодинамических обстановках и характерных определенными геофизическими аномалиями, выделяются ограниченные разломами различного глубинного проникновения геоблоки, мегаблоки и блоки.

Принципиальным в строении верхнепротерозойского фундамента провинции является его разделение по Припечорской системе глубинных разломов на два крупнейших геоблока – юго-западный Тиманский и северо-восточный Печороморско-Большеземельский.

Граница между ними на исследуемой территории трассируется по Чаркаю-Пылецецкому разлому – составной северо-западной ветви Припечорской системы. Ижма-Печорская синеклиза, в т.ч. и ее северная половина, соответствует одноименному мегаблоку фундамента, который наряду с Западно-Тиманским (Тиманской грядой) принадлежит Тиманскому геоблоку. Верхнепротерозойским основанием Малоземельско-Колгуевской моноклинали является также одноименный мегаблок, но принадлежащий Печороморско-Большеземельскому геоблоку.

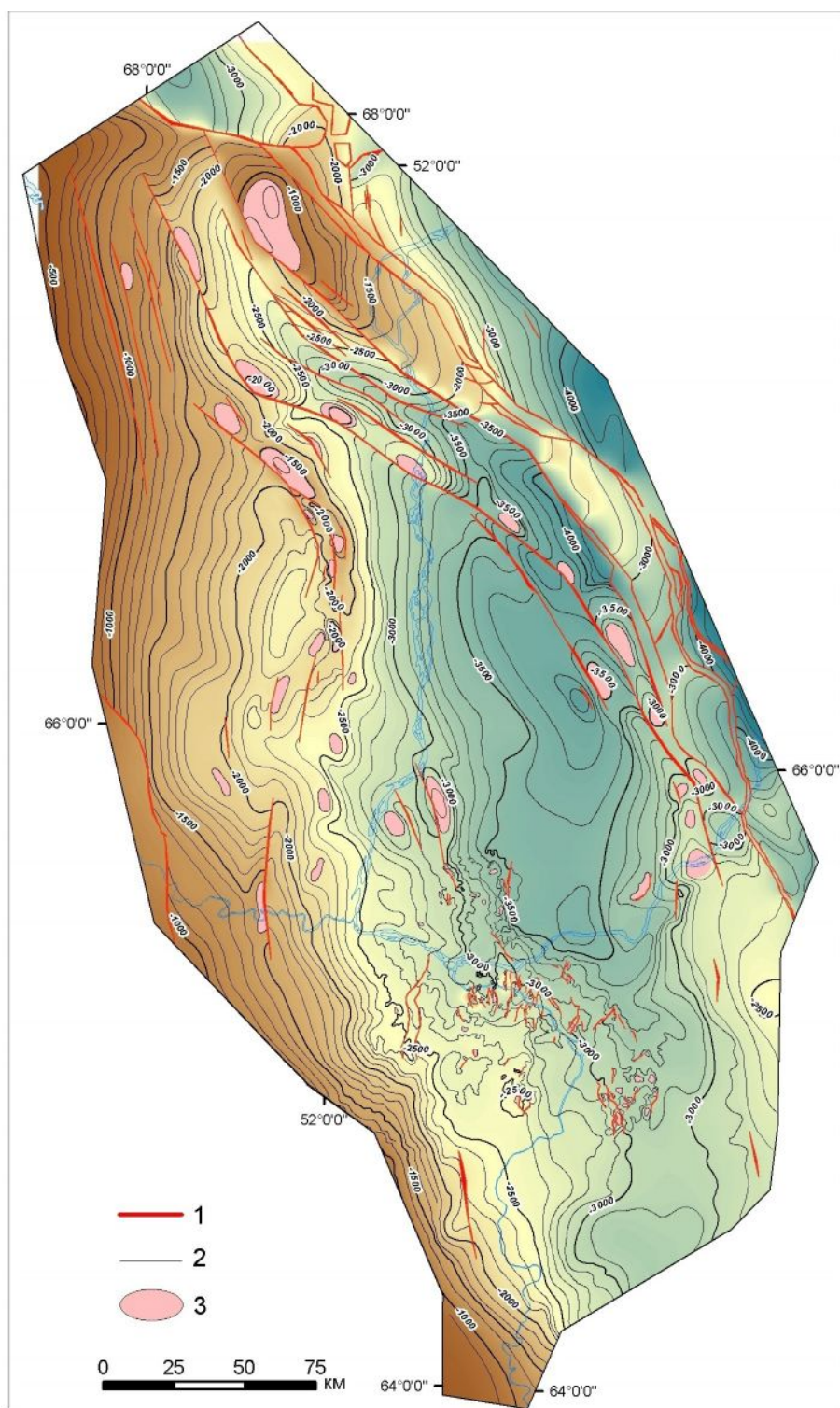
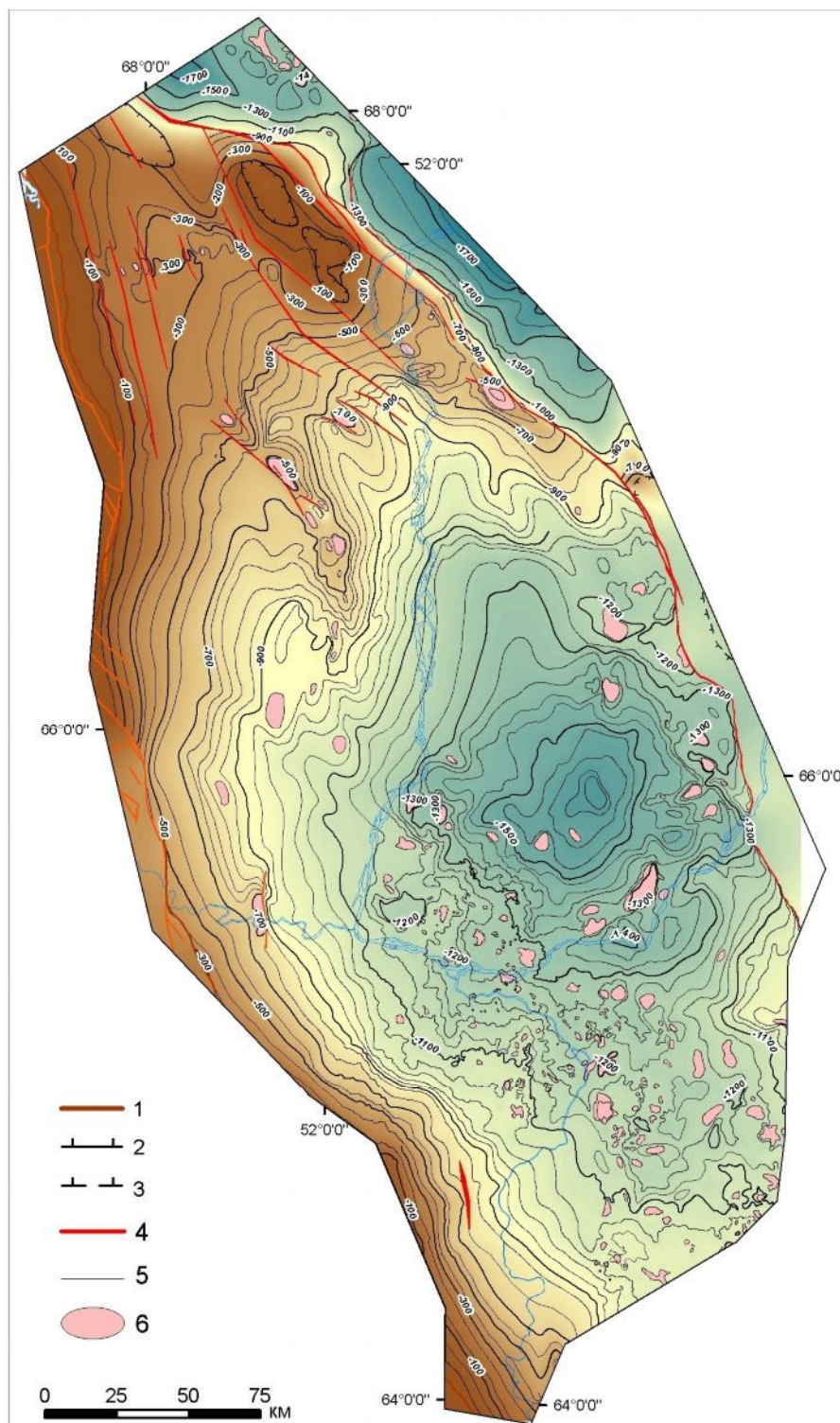


Рис. 2. Структурная карта по кровле фундамента (ОГ VI) Ижма-Печорской синеклизы
1 - тектонические нарушения по данным сейсморазведки, 2 - изогипсы (м) кровли фундамента (отражающий горизонт VI), 3 - локальные структуры.



**Рис. 3. Структурная карта по кровле карбонатов
нижней перми (ОГ I (P1)) Ижма-Печорской синеклизы**

1 - граница выхода на поверхность нижнепермских отложений, 2 - граница выхода на поверхность сакмарских отложений нижней перми, 3 - граница отсутствия отложений нижней перми, 4 - тектонические нарушения по данным сейсморазведки, 5 - изогипсы (м) кровли карбонатов нижней перми (ОГ I(P1)), 6 - локальные структуры.

Тиманский геоблок со слабометаморфизованным сланцевым комплексом и повсеместным присутствием гранито-гнейсового мегаслоя представляет собой погруженную часть Восточно-Европейского кратона со зрелой континентальной корой. В прошлом геоблок был его пассивной окраиной. В Печороморско-Большеземельском геоблоке сланцевый комплекс увеличенного метаморфизма с фрагментами палеоостроводужных образований, реликтами формаций малых океанов и микроконтинентов подстилается диорит-гнейсовым мегаслоем и лишь участками гранито-гнейсовым. Кора этого геоблока в геологической истории региона отличалась от Тиманского большей подвижностью. Благодаря такому свойству, можно объяснить унаследованную тектоническую активность отдельных погребенных структурных форм Малоземельско-Колгуевской моноклинали в раннем и среднем палеозое, приведшую к значительной морфологической неоднородности поверхности фундамента. В более сглаженном виде унаследованность морфологии фундамента коснулась северной части Ижма-Печорской синеклизы. Тем не менее, Седухинско-Малолебединский мегавал и Чаркаю-Кипиевская ступень, уверенно обозначенные по поверхности фундамента, сохранили свою структурную выраженность на протяжении фанерозоя. Складчато-дизъюнктивную структуру Новоборско-Созьвинской зоны в поддоманиковой части осадочного чехла, по-видимому, определила сохранившая в этом насыщенном постороженными вендскими гранитами районе тектоническая активность от эпохи байкалид (кадомид). Стабильным тектоническим развитием отличались Нерицкая и Ижемская ступени, однако, также с преобладанием гранитоидных плутонов в фундаменте. Унаследованность затронула и разломы фундамента, подвижки по значительной части которых продолжались в начале франского века, а по некоторым и позднее.

Осадочный чехол Тимано-Печорского осадочного бассейна региональными угловыми и стратиграфическими несогласиями подразделяется на три региональных структурных этажа. Нижний – верхнекембрийско-нижнедевонский относимый к каледонской эпохе тектогенеза, среднедевонско-триасовый средний - герцинской и верхний юрско-неогеновый – мезокайнозойский. Все выделенные этажи и составляющие их подэтажи, хотя и не в полном объеме, отмечены в северной половине Ижма-Печорской синеклизы и на Малоземельско-Колгуевской моноклинали. Особенно эта неполнота осадочного чехла касается нижнего этажа рассматриваемой части Ижма-Печорской синеклизы, где присутствуют лишь терригенные свиты позднего кембрия – нижнего и частично среднего ордовика, а также среднедевонско-триасового этажа с выпаданием в значительной мере среднего девона, турнейского яруса, нижнего – среднего визе (кожимского яруса). На суше Малоземельско-

Колгуевской моноклинали нижний этаж представлен лишь карбонатами силура в грабенах. Однако в акватории, на о.Колгуев толщины терригенного верхнего кембрия – нижнего ордовика насчитывают более 1300 м. Верхняя среднеордовикско-нижнедевонская часть этажа на острове редуцирована, но западнее по данным сейсморазведки появляется среднеордовикско-нижнедевонский карбонатный комплекс, толщиной до 2,0 км. Подобно южным районам исследуемой территории на моноклинали как на суше, так и в акватории (о.Колгуев) в среднем структурном этаже средний девон не обнаружен. Однако на ее востоке появляются турнейские карбонаты и терригенные породы кожимского яруса. Характерной особенностью строения осадочного чехла рассматриваемого субрегиона является постепенно затухающая структурная унаследованность от пликативных и дизъюнктивных дислокаций фундамента, особенно проявляющаяся у нижнего этажа и в основании среднего. Нижний этаж, во многом, наследует блоковую поверхность фундамента. Средний примечателен только ему свойственными структурами, не подтверждаемыми в двух других этажах. Наблюдается затухание значительного количества разломов, исходящих от фундамента, и замена их флексурами, антиклинальными изгибами и вертикальными по разрезу осадочного чехла зонами («щелями») трещиноватого разуплотнения. Однако северо-западная ориентация всех крупных структур севера Ижма-Печорской синеклизы и Малоземельско-Колгуевской моноклинали, хотя и в «сглаженном» виде, сохранилась до верхней части осадочного чехла.

Северная половина Ижма-Печорской синеклизы как часть крупнейшей отрицательной структуры выделяется по всем структурным этажам и со значительной асимметрией наклонена в сторону Припечорской системы разломов. Толщина осадочного чехла в депоцентре, приближенном к северо-восточным прибортовым дислокациям синеклизы – Новоборско-Созьвинской структурной зоне и Седухинско-Малолебединскому мегавалу, составляет 3,5-4,0 км.

Нерицкая ступень в установленных границах по кровле карбонатов нижней перми сохраняет свои контуры и размеры (570x25-80 км) по всем этажам осадочного чехла. Неравномерное восточное погружение фундамента (до 2,6 км) сопровождается малоамплитудными нарушениями и неглубокими (50-200 м) грабенами с песчаниками верхнего кембрия - нижнего ордовика. На выположенной структурной террасе находится выдвинутый на 400 м по разломам горстовый выступ фундамента – Тобышский вал с цепочкой брахиантиклинальных складок (10-25x5-7,5 км). Осадочный чехол ступени увеличивает свой стратиграфический и породный объем к востоку и юго-востоку. Это

относится к карбонатам карбона, терригенным отложениям верхней перми и триаса. В осадочном чехле присутствует значительное количество стратиграфических перерывов и несогласий. На фоне восточного погружения палеозойских и триасовых слоев среднего этажа выделяются участки выполаживания и малоамплитудные брахиантиклинали (7-10x3-5 км) – Северо-Хариусная, Томанская, Трусовская и др. Эти структурные формы документируются от кровли карбонатов нижней перми до реперных поверхностей визе и доманика. Занимающий приоритетное место в структуре ступени Тобышский вал (135x15-25 км) наиболее выразительно просматривается по подошве семилукского (доманикового) горизонта и в целом повторяет выступ фундамента. Эта унаследованность касается и его локальных структур – Хариусной, Тобышской, Верхнетобышской, Верхнемылькской, Енвинской, Западно-Енвинской, Южно-Тобышской и более мелких куполов. Сквозная, конседиментационная природа Тобышского вала привела к выклиниванию на его склонах значительной части верхнего кембрия- нижнего ордовика, тиманско-саргаевских слоев франского яруса, к сокращению наддоманикового разреза девона.

Ерсинская впадина (150x70 км) занимает срединное положение среди однопорядковых структурных элементов северной части Ижма-Печорской синеклизы. Глубина, разбитого разрывными нарушениями на мало- и среднеамплитудные горсты и грабены, фундамента достигает 3,6-3,8 км. Осадочный чехол впадины увеличен за счет появления отсутствующих на Нерицкой ступени верхнефаменских и нижнекаменноугольных карбонатных пластов, возросших толщин терригенного верхнего кембрия – среднего ордовика, верхнепермско-триасовых отложений. Структуры нижнего этажа с их дизъюнктивной направленностью обладают иной морфологией, чем пликативные формы в девонско-триасовых отложениях. Особенно эти отличия относятся к восточному борту впадины, который включает объединенные в «клавишные» формы грабены и горсты. Толщины двух терригенных верхнекембрийско-среднеордовикских свит достигает здесь 1,7 км и убывает к западу до 1,0 км и менее, ступенчато сокращаясь на висячих плечах субмеридиональных разломов. Грабены заполнены джъерскими песчаниками в местах их локального и зонального развития. Субширотно расположенные на южном замыкании Ерсинской впадины локальные брахискладки в верхнем девоне и перекрывающих отложениях, помимо других источников происхождения могут принадлежать к типу облекающих рифовые и биогермные образования.

Ижемская ступень огибает Ерсинскую впадину широкой дугой (200x60-100-30 км) помещенной между Нерицкой и Чаркаю-Кипиевской ступенями, Новоборско-Созьвинской

структурной зоной и Омра-Лыжской седловиной. В соответствии с общим наклоном поверхности фундамента отмечается погружение осадочных комплексов в сторону Ерсинской впадины на глубины 3,2-3,4 км. В рельефе фундамента западного сегмента ступени, разобщенного разломами на малоамплитудные горсты и грабены, также прослеживаются брахиантиклинали, нередко с дизъюнктивами – Низевая, Хабарихинская, Верхневольская, Макарьельская, Щельяюрская, Пычская, Болотная. Рельеф восточного сегмента ступени представлен пликативными складками субмеридиональной ориентации – Гудырельской, Курбатской, Двойниковой. Разломная тектоника фундамента во многом повлияла на размещение дислокаций в осадочном чехле ступени. Большинство локальных структур нижнего этажа являются унаследованными от рельефа фундамента. Значительная их доля, особенно укрупненных (10-15х5-10 км), прослеживается в девонско-триасовом этаже. Унаследованные укрупненные структуры в значительной степени приурочены к западному и восточному сегментам Ижемской ступени. В ее центральном секторе приразломные структуры нижнего этажа и базальных джъерско-нижнетиманских слоев не всегда находят свое продолжение в более молодых средне-позднепалеозойских перекрывающих отложениях. Такое мелкоблоковое строение значительной части Ижемской ступени и прилегающих участков Ерсинской впадины является индикатором тектонических подвижек в раннем фране, что объясняет существование здесь крупного палеоподнятия в предсаргаевско-доманиковом время и отсутствие джъерско-нижнетиманских отложений. В девонско-турнейском структурном подэтаже Ижемской ступени, помимо унаследованных дислокаций, важнейшая роль принадлежит локальным поднятиям, связанным с зоной барьерных доманиковых рифов и одиночных биогермных построек. Если в размещении барьерных рифов и связанных с ними структур облекания в центральном секторе Ижемской ступени основным критерием являются обстановки и эвстатические колебания уровня моря, то одиночные более пространственно распространенные постройки во многом связаны с тектоникой, а именно, с разломами и узлами их пересечений, достигшими доманикового горизонта. Такая закономерность относится и к одиночным постройкам в зарифовой мелководной шельфовой зоне, в т.ч. в Ерсинской впадине, на юге и севере Нерицкой ступени.

Приморский вал (50х20) является северным замыкающим тектоническим элементом Ижма-Печорской синеклизы. Вероятно, вал с его северо-западным простираанием представляет гипсометрическое выдвинутое продолжение Новоборско-Созьвинской структурной зоны. Амплитуда юго-западного склона вала по кровле карбонатов верхнего

палеозоя около 200 м, северо-восточного по отношению к Малоземельско-Колгуевской моноклинали, опущенной по Чаркаю-Пылемецкому разлому, более 1000 м. По взбросу происходит контакт с кулисно расположенным на юго-востоке Седуюхинско-Малолебединским мегавалом. С глубиной морфология Приморского вала изменяется. На месте его юго-восточной переклинали устанавливается активное погружение фундамента и перекрывающего его верхнего девона к структурам Новоборско-Созьвинской зоны.

Северо-восточную часть северной половины Ижма-Печорской синеклизы занимают два крупных сложнопостроенных тектонических образования – Новоборско-Созьвинская структурная зона и Седуюхинско-Малолебединский мегавал. По поверхности фундамента эти тектонические элементы составляют единую структурно-связанную блоково-дизъюнктивную систему примыкающую к Чаркаю-Пылемецкому разлому (рис. 3). Ее протяженность около 300 км, ширина 40-70 км. Характерными критериями системы являются: наличие протяженных разломов, определяющих ступенчато-горстовое строение нижнего структурного этажа и в меньшей степени среднего, присутствие в фундаменте односторонних горстов с наклоненными к востоку блоками, более высокое гипсометрическое положение восточных горстов по отношению к западным, постепенное погружение горстов и вышележащих структурных этажей осадочного чехла на юго-восток. Пограничный с Чаркаю-Пылевецким разломом самый крупный и наиболее выдвинутый блок является уже двусторонним горстом фундамента. В осадочном чехле ему соответствует Седуюхинско-Малолебединский мегавал.

Выдвинутая по юго-западному фронтальному взбросу относительно Нерицкой ступени и Ерсинской впадины Новоборско-Созьвинская структурная зона состоит из двух подзон: северо-западной Новоборской и юго-восточной Созьвинской. Третий элемент зоны – Председуюхинская структурная ступень расположена гипсометрически выше Новоборских дислокаций, но значительно ниже северного фланга Седуюхинско-Малолебединского мегавала (рис. 4). Структурный план нижнего этажа зоны, наследуя архитектуру фундамента, представлен сложно построенным протяженным односторонним горстом, суженным на юго-востоке до 10 км и расширенным, благодаря появлению неглубоких дочерних грабенов, на северо-западе до 25 км.

Фронтальное юго-западное протяженное плечо грабена осложнено полосой локальных структур с ундулирующим и погружающимся на юго-восток зеркалом складчатости – Северо-Новоборской, Верхненовоборской, Средненовоборской, Новоборской, Нижненовоборской, Западно-Дзелядевской, Созьвинской, Ариваньской.

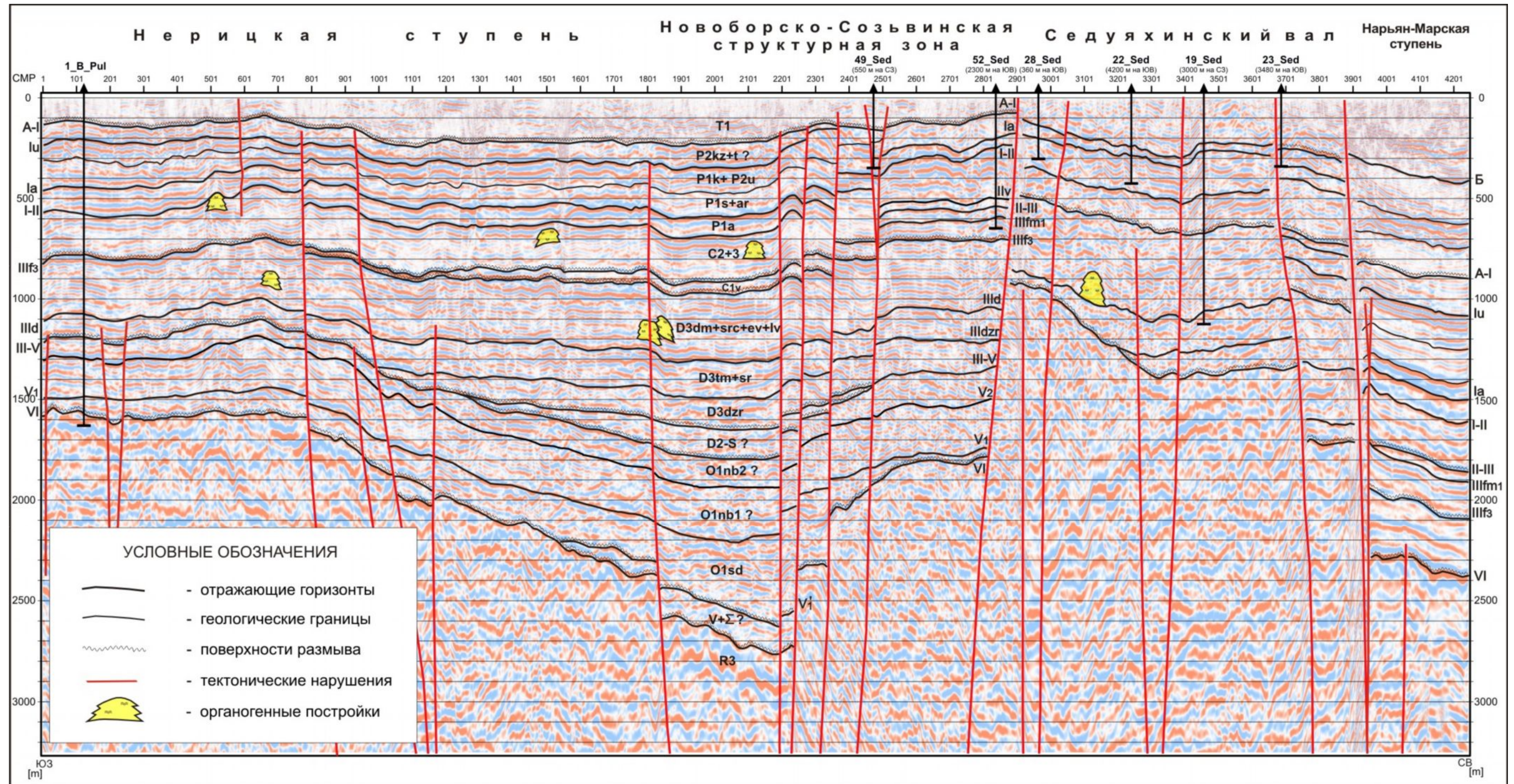


Рис. 4. Сейсмогеологический разрез по линии профиля Р-5-10

Размеры складок (17,5-10х7,5-5 км), амплитуды 100-200 м. Толщина терригенного формационного комплекса между фундаментом и предпозднетиманско-саргаевской поверхностью несогласия увеличивается от 500-800 м на висячем, поднятом фронтальном плече одностороннего горста до 1500-1700 м в его опущенной части. Увеличение вызвано, по-видимому, не только наращиванием толщин терригенного верхнего кембрия – среднего ордовика, но также увеличением объема нижнефранского горизонта и, что важно, вероятного появления среднедевонско-яранских (нижнефранских) глинисто-песчаниковых пород. Последние с джъерскими песчаниками не исключаются в дочерних неглубоких грабенах на фронтальном плече Новоборско-Созьвинского горста.

По реперным горизонтам девонско-триасового структурного этажа – подошве доманика, подошве визе и кровле «карбонатов нижней перми» Новоборско-Созьвинская структурная зона морфологически проявлена намного слабее, чем в нижнем структурном этаже. При ее обозначении учитывались разрывные нарушения, затронувшие верхнедевонско-пермские отложения и структурные формы (мысы, заливы), свидетельствующие о принадлежности к тектонически более подвижной зоне, чем более западные смежники. В Новоборской подзоне простираение слоев среднего структурного этажа не имеет уверенной северо-западной ориентации. Однако выделяются Северо-Новоборская и Средненовоборская брахиантклинали. С глубиной, по подошве доманика структурные формы становятся гораздо рельефнее. Расположенная гипсометрически ниже по всем реперным горизонтам Созьвинская структурная подзона отличается от Новоборской более дифференцированными структурными планами (см. рис. 4). Помимо брахиантклиналей – Созьвинской (25х18 км), Ариваньской (10х5 км) и других более мелких в подзоне имеются существенные по размерам (20х10 км) и амплитуде (около 100 м) структурные мысы, где могут находиться замкнутые складки.

Председухинская структурная ступень (120х15 км) примыкает по разлому к Седухинскому дизъюнктивному валу – самой северной структуре Седухинско-Малолебединского мегавала и представляет его отсеченный юго-западный склон.

Нижний структурный этаж этого отсеченного склона состоит из воздымающихся к валу узких блоков - ступеней фундамента, в пределах которых сокращается за счет редукции снизу разрез верхнекембрийско-среднеордовикских формаций. Такое ступенчатое строение Председухинской структуры обеспечивает непосредственное примыкание нижнепалеозойских терригенных образований к сложенным байкальским фундаментом блокам. Объем вышележащих отложений, начиная с джъерско-тиманских, остается

постоянным. Относительно Новоборской подзоны Председухинская ступень по фундаменту выдвинута на 400-500 м. Подъем перекрывающих нижний этаж верхнедевонских и вышележащих отложений происходит без существенных смещений. Амплитуды разломов, разделяющих блоки-ступени, по предраннефранской поверхности несогласия ограничиваются 50-80 м.

В субмеридиональной полосе, на границе Ерсинской впадины, Новоборско-Созьвинской структурной зоны и Ижемской ступени находится Западно-Созьвинская дислокация, тройственное положение которой дает ей право по принятым критериям районирования войти в состав каждого из перечисленных тектонических элементов. В нижнем структурном этаже дислокация находится между фронтальным юго-западным разломом Новоборско-Созьвинской зоны и разломом на восточном борту Ерсинской впадины и состоит из двух противоположных по знаку («положительному» и «отрицательному») структурных форм. Южная часть этого межразломного образования представлена Западно-Созьвинской брахиантиклиналью, размером 20x7,5 км, амплитудой около 200 м; северная – брахисинклиалью. Западно-Созьвинская брахиантиклиналь сохраняется и в отложениях среднего структурного этажа, но не в качестве межразломного образования, а как складчатое осложнение северного замыкания Ижемской структурной ступени. Грабен – брахиантиклиналь северной части Западно-Созьвинского межразломного образования в среднем структурном этаже не получила морфологической самостоятельности и оказалась в Ерсинской впадине.

Седуяхинско-Малолебединский мегавал (300x7,5-25 км) простирается вдоль северного фланга (ветви) Чаркаю-Пылемецкого разлома. В отложениях девонско-триасового структурного этажа он, как и составляющие его Седуяхинский, Янгытско-Дзелядевский и Малолебединский валы, контурно соответствуют ступенчато-горстовым формам фундамента. Однако горстовая тектоника, помимо Седуяхинского вала, полностью проявляется только в нижнем структурном этаже. Сквозным для всего осадочного чехла оказался лишь Чаркаю-Пылевецкий разлом. На юго-западных склонах двух более южных валов кулисно-подставляющие друг друга разломы полностью затухают в девонских отложениях, почти не затрагивая каменноугольные и пермские. Перечисленные структуры, в общих чертах, являются далеким переклиналильным продолжением Седуяхинского вала. По фундаменту погружение зеркала складчатости мегавала изменяется от 0,8 км до 3,6 км, а по поверхности карбонатов «карбона – нижней перми» - от нулевых значений до 1,3 км у южного замыкания.

Седухинский дизъюнктивный вал (140x30 км) или выдвинутый по разломам горст является наиболее крупным структурным образованием среди дислокаций северо-восточного обрамления Ижма-Печорской синеклизы. В его уплощенном своде на дневную поверхность выходят карбонаты среднего и верхнего карбона. Разрез осадочного чехла начинается с тиманско-саргаевских отложений. Верхнекембрийско-среднеордовикские свиты отсутствуют. Джьерские песчаники появляются лишь на северо-восточной разбитой малоамплитудными разломами части свода. Амплитуда разлома по поверхности фундамента на юго-западном плече Седухинского горста изменяется от 0,8 км до 1,0 км, а на юго-восточном – от 0,6 до 0,8 км. По поверхности карбонатов «карбона–нижней перми» амплитуды разломов у плечей горста значительно отличаются. У юго-западного она составляет лишь 100-150 м, а у северо-восточного – 0,8-1,2 км. Причина такого отличия заключается в разных толщинах верхнепермско-триасовых отложений на Председухинской структурной ступени и Малоземельской моноклинали.

Янгытско-Дзелядевский вал (100x17км) узким пережимом отделен от Седухинского вала. Этот пережим по поверхности карбонатов «карбона-нижней перми» включает Верхнекуйскую и Пылемецкую структуры, которые в нижнем карбоне – верхнем девоне приобретают облик междизъюнктивных дислокаций Чаркаю-Пылемецкого разлома. В отложениях девона – перми Янгытско-Дзелядевский вал морфологически больше приближен к структурному мысу с малоамплитудной Янгытской деформацией и Дзелядевской брахиантиклиналью. Джьерские песчаники на севере вала перекрывают фундамент, южнее появляется терригенный ордовик. Амплитуда разлома юго-западного склона в поддоманиковой части разреза такая же, как и у Седухинского вала. Северо-восточный склон по кровле карбонатов нижней перми оказался на 150-250 м ниже примыкающего по Чаркаю-Пылемецкому разлому юго-западного склона Лебединского вала с тем же репером. Однако в разрезе последнего доманиковый горизонт среднего франа опущен по сравнению с его положением на Янгытско-Дзелядевском валу на глубины до 1,0 км.

Малолебединский вал (65x20-10 км) – вытянутая морфологически очень слабо выраженная по поверхности карбонатов «карбона-нижней перми» структура. В его северной половине выделяется «прижатая» к Чаркаю-Пылемецкому разлому Малолебединская брахиантиклиналь (17,5x6 км). На выположенном своде южной половины установлено несколько изометричных антиклиналей (7x5 км) – Кушьельская, Северо-Чаркаюская и мульд. С глубиной структурный план вала изменяется и наследует основные формы «горста-грабена» в фундаменте с приподнятым по взбросу западным плечом и опущенным

восточным. Это наследие определилось в обозначении в основаниях визе и доманикового горизонта структурной террасы с небольшими куполками вдоль западной границы и сопряженной с ней на востоке асимметричной синклинали, которой в фундаменте соответствует опущенное плечо «горста-грабена». Поддоманиковый разрез синклинали, включая и подстилающий грабен сложен 350-400 м пакетом джъерско-яранных (нижнефранских) песчаников и тиманских глинистых пород. На структурной террасе нижние слои песчаников выклиниваются, но верхние простираются в Новоборско-Созьвинскую зону, где под ними появляются терригенный нижний - средний ордовик. В результате подъема по Чаркаю-Пылемецкому разлому многосотметровые преимущественно терригенные породы среднего девона – нижнего и среднего франа Лебединского вала оказались в непосредственном контакте с одновозрастными образованиями Малолебединской дислокации. Из-за резкого сокращения амплитуды и угасания фронтального разлома Седухинско-Малолебединского мегавала особой разницы в гипсометрическом положении структур Малолебединского вала и смежных – Созьвинской подзоны и Чаркаю-Кипиевской ступени нет.

Скромные размеры Чаркаю-Кипиевской ступени (40x30 км) не принижают ее значимости в структурном ансамбле юго-восточного замыкания Новоборско-Созьвинской структурной зоны и Седухинско-Малолебединского мегавала, непосредственного контакта с палеограбенами ныне инверсионных валов Печоро-Колвинского авлакогена и восточным сегментом Ижемской ступени. Такое оптимальное структурное положение и наличие нижнепалеозойских и девонских поддоманиковых терригенных природных резервуаров с региональной глинистой тиманской покрывкой определило ступень как объект миграционного проникновения УВ из Печоро-Колвинского авлакогена. По поверхности карбонатов «перми-карбона» северо-восток Чаркаю-Кипиевской ступени характерен изометричными положительными структурными формами (7x5 км) – Чаркаюской и Южно-Чаркаюской. Структурный план по подошве доманика более дифференцирован. Выделяются Чаркаю-Луньвожская, Восточно-Чаркаюская, Ульвожское, Полайское и Брыкаланское структурные осложнения. Нижнему верхнекембрийско-среднеордовикскому структурному этажу в отличие от вышележащего более свойственна разломная тектоника. Ступень по диагонали рассечена грабеном, заполненным преимущественно терригенными породами нижнего палеозоя, среднего девона, яранского и джъерского горизонтов нижнего франа, общей толщиной более 500 м. На западном висячем плече грабена находится субмеридиональное поднятие, но лишь с нижнепалеозойскими свитами, увеличивающими

свою толщину к Ижемской ступени. По Чаркаю-Пылемецкому разлому терригенные верхнекембрийско-среднеордовикские и девонские поддоманиковые породы контактируют с 1,5 км комплексом среднего девона – нижнего франа, заполнявшего палеопрогиб в современных Лебединском и Мутно-Материновом валах Печоро-Колвинского авлакогена.

Находящаяся почти на крайнем северо-западе Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции Малоземельско-Колгуевская моноклинали характерна «веерным» погружением палеозойских и мезозойских литолого-стратиграфических комплексов к северо-востоку, северу и северо-западу, в сторону Южно-Баренцевской впадины Баренцевской плиты. В составе моноклинали по морфологическим признакам, с учетом строения структурных этажей выделены следующие тектонические элементы первого порядка – Коргинская ступень, Западно-Колгуевская моноклинали, Восточно-Колгуевская структурно-тектоническая зона, Малоземельская моноклинали.

Наиболее западную позицию в пределах Малоземельско-Колгуевской моноклинали занимает Коргинская ступень (300х50-30 км), пограничная с Канино-Тиманским мегавалом Тиманской гряды. Погружающийся на северо-восток до 6,0 км байкальский фундамент ступени рассечен серией разломов, которые служили проводящими каналами верхнедевонских эффузивов. Ступень, как и принадлежащий ей Северо-Седухинский структурный уступ, сохраняет свои морфологические черты во всех структурных этажах. Осложняющие уступ локальные поднятия выполаживаются с приближением к земной поверхности.

Западно-Колгуевская моноклинали (300х90-50 км) характерна разноплановостью структурных этажей. В нижнем верхнекембрийско-нижнедевонском структурном этаже прослежен погребенный Западно-Колгуевский прогиб (240х40-20 км), поверхность фундамента в котором достигает глубин 8,0-9,0 км. Эта отрицательная структура, являющаяся односторонним грабеном с юго-западным плечом, раскрывается к северо-западу, в сторону Куренцовской ступени. Толщина верхнекембрийско-силурийских пород в грабене-прогибе составляет 2,8-3,0 км. К его северо-восточному борту в нижнем структурном этаже примыкает Западно-Колгуевский погребенный свод (140х50 км), включающий Бугринское поднятие на о.Колгуев и окаймляющие Северо-Бугринскую и Южно-Бугринскую ступени. На бортах Западно-Колгуевского прогиба, его юго-восточном замыкании и склонах Западно-Колгуевского свода происходит выклинивание и стратиграфическое «срезание» литолого-стратиграфических подразделений верхнекембрийско-нижнедевонского структурного этажа. В своде Бугринского поднятия

тиманские глинистые породы перекрывают песчаники ордовика. Выплаживание прогиба отмечается по диахронной поверхности нижнего девона – подошвы франа. Вышележащие структурные этажи уже моноклинально погружаются на север с появлением отсутствующих горизонтов в фамене, нижнем и среднем карбоне. Заслуживающих внимание локальных поднятий пока не обнаружено. Однако установлены сейсмические аномалии, интерпретируемые как субширотные зоны верхнедевонских и нижнепермских биогермных построек. Эти зоны прослежены и на более восточных площадях Малоземельско-Колгуевской моноклинали.

Восточно-Колгуевская структурно-тектоническая зона, включающая северо-восточную половину о.Колгуев, как и Западно-Колгуевская, характерна различиями в строении структурных этажей, хотя элементы морфологической унаследованности в ней сохраняются. Погружающийся на северо-запад нижний этаж зоны с нарастающими толщами верхнего кембрия – нижнего девона до 2 км и более рассечен на грабены и горсты. В пределах последних толщины нижнего палеозоя значительно сокращаются. В среднем верхнедевонско-триасовом структурном этаже при его общем погружении на север выделяются унаследованные от структур нижнего этажа Песчаноозерский (110x15 км) и Таркский (60x7 км) валы. Если Таркский вал полностью соответствует выдвинутому горсту, то у Песчаноозерского большая северо-западная часть является «навешенной» по отношению к грабену в фундаменте. Находящаяся на северо-востоке и рассеченная продольными разломами в нижнем структурном этаже Песчаноморская депрессия в верхнедевонско-триасовых отложениях приобретает форму погружающейся на северо-восток моноклинали.

Малоземельская моноклираль как тектонический элемент более низкого порядка в составе Малоземельско-Колгуевской моноклинали включает по всем совмещенным в плане структурном этажам Сенгейский гемивал (140x30 км), Нарьян-Марскую структурную террасу (125x50 км), Удачную ступень (200x70-30 км), Харицейскую (110x20-10 км) и Пятейскую (100x20 км) депрессии. Отмечается последовательное снижение гипсометрических уровней структурных этажей у всех перечисленных структурных форм в северо-восточном направлении (от 2 до 5 км по поверхности фундамента и от 1,5 до 2,5 км по кровле карбонатов нижней перми). Разделяющий Западно-Колгуевский прогиб и Удачную ступень Сенгейский гемивал в нижнем структурном этаже представлен высокоамплитудным (1,0 км) односторонним горстом с сокращенными до 400-500 м на его вершине силурийско-нижнефранскими отложениям. В несогласно перекрывающих

семилукско-доманиково-фаменских отложениях наблюдается уже выположенная валообразная структура с локальными осложнениями. Нижний структурный этаж Нарьян-Марской террасы составляют неглубокие (100-200 м) грабены в фундаменте, заполненные силурийскими карбонатами и перекрытые джьерско-тиманскими терригенными породами. На Удачной ступени, в материковой ее части обнаружен Нерутинский грабен (90-15 км), в котором толщина силура насчитывает 400-500 м. Вдоль восточного плеча грабена простирается Анаргояхское поднятие, где верхнефранские отложения залегают на фундаменте. В верхнедевонско-триасовом структурном этаже Нарьян-Марской террасы локальные поднятия (7,5х-1,5х2,5-5 км) приурочены к полосе северо-западного простирания, вдоль вытянутой крупной Восточно-Танюйской синклинали. На Удачной ступени локальные объекты (5-10х3-5 км) расположены более изометрично, группируясь в границах погребенного Нерутинского грабена. Значительная часть локальных объектов имеет сквозную по всем структурным этажам природу. В акваториальной части ступени из-за недостаточной изученности количество выявленных объектов небольшое.

Харицейская и Пятейская депрессии простираются на востоке Малоземельской моноклинали, вдоль Шапкина-Юрьяхинского разлома. Нижний структурный этаж у них сложен мульдами и пережимами из силурийских карбонатов и нижнедевонских терригенных пород, толщиной 0,8-1,2 км. В среднем этаже выявлена цепочка примыкающих к разлому структур. На одной из них – Верхнехарицейской в верхнем карбоне получен промышленный приток нефти.

Развитие природных резервуаров и нефтегазоматеринских толщ

В Тимано-Печорской провинции стадии тектонического развития и циклы седиментации определили закономерности распределения нефтегазоматеринских пород (НГМП) и природных резервуаров (ПР) в геологических формациях, которые благодаря этим качествам объединены в региональные нефтегазоносные комплексы (НГК). В северной половине Ижма-Печорской синеклизы установлены следующие региональные НГК или их фрагменты: верхнекембрийско-среднеордовикские песчаниковые свиты базального для осадочного чехла верхнекембрийско-среднеордовикского – $\text{Є}_3\text{-D}_1$ НГК, среднедевонско-нижне-среднефранский терригенный $\text{D}_2(?) - \text{D}_3\text{f}_1$ НГК, терригенно-карбонатный среднефранско(доманиково)-турнейский $\text{D}_3\text{dm-C}_1\text{t}$ НГК, средне-визейско-артинский карбонатный $\text{C}_1\text{v}_2\text{-P}_1\text{ag}$ НГК, кунгурские свиты нижнепермского P_1 тер. НГК, средне- и верхнепермский и триасовый терригенные НГК [Прищепа, Баженова, Богацкий, 2010]. Благодаря развитию региональных ниже-среднефранской (тиманско-саргаевской) и

кунгурской карбонатно-глинистых покрывок и единым динамическим нефтегенерационным, миграционным и аккумулятивным условиям, в пределах северной и центральной частях Ижма-Печорской синеклизы верхнекембрийско-среднеордовикские свиты E_3-D_1 НГК и $D_2(?)$ – D_3f_1 НГК, а также D_3dm-C_1t НГК и $C_1v_{1-2}-P_{1ar}$ НГК объединены соответственно в поддоманиковую и наддоманиковую углеводородные системы (УВС). В поддоманиковой системе НГМП имеются лишь в среднедевонских (?) и нижнефранско-среднефранских (джьерско-тиманско-саргаевских) отложениях, в наддоманиковой НГМП ограничиваются на Ижемской ступени доманикитами доманиковой свитой и, в меньшей степени, глинисто-карбонатными слоями верхнего франа. Фаменские и визейско-артинские карбонаты, полимиктовые песчаники кунгурского и уфимского ярусов, средне- верхней перми и триаса содержат лишь ПР с открытой пористостью 5-25%. Генерационный потенциал НГМП у $D_2-D_3f_{1-2}$ НГК в рассматриваемом районе невелик, намного выше он у доманиковой свиты. Более высокие показатели у НГМП установлены в породах $D_2-D_3f_{1-2}$ НГК палеограбен Мутноматерикового и Лайского валов.

Прямые признаки нефтенасыщения в северной и центральной частях Ижма-Печорской синеклизы наблюдаются в песчаниках нижнего ордовика на шести площадях (Сосьянской, Большепульской, Низевой, Хабарихинской, Восточно-Созьвинской, Чаркаюской). Повышенное битумонасыщение по керну и нефтенасыщение по ГИС отмечено в отложениях наддоманиковой УВ системы (Пычская, Созьвинская, Чаркаюская и др. площади). Нефтяные залежи в доманиковых рифах и облекающих пластах обнаружены лишь на Ижемской ступени. Многочисленные притоки нефти различного физико-химического состава (от легкой до тяжелой) получены из отложений поддоманиковой и наддоманиковой УВ систем на Мутно-Материковом и Лебядинском валах. Все факты о нефтенасыщении свидетельствуют о поступлении УВ в НГК северных и центральных районов Ижма-Печорской синеклизы.

Источником этих поступлений могут быть очаги нефтегазогенерации в (ОНГГ) НГМП $D_2-D_3f_{1-2}$ НГК и D_3dm-C_1t НГК, расположенные в наиболее погруженных (до 3,5 км) участках Новоборско-Созьвинской структурной зоны, где степень катагенеза оценивается до стадий МК₄, и в НГМП мощного разреза (более 4,0 км) нижнего силура (?), среднего и верхнего девона Мутно-Материкового и Лебединского валов. Содержание $C_{орг}$ в НГМП среднего девона – нижнего франа указанных валов составляет 1,7-3,3%, а в доманикитах – до 12,5%. Степень катагенеза этих пород достигала МК₄-МК₅. Выдержанным ПР для далекой латеральной миграции УВ из указанных очагов нефтегенерации могут быть только

принадлежащие к поддоманиковой УВ системе песчаники верхнего кембрия-среднего ордовика и дополняющие их среднедевонско-дзержские обломочные породы на площадях своего развития (Новоборская структурная зона, Седухинско-Малолебединский мегавал, Чаркаю-Кипиевская ступень. Открытая пористость этих ПР достигает до 21-23%. Как показали палеоструктурный анализ и модель созревания РОВ, поступление УВ в поддоманиковую систему севера и центра Ижма-Печорской синеклизы из ОНГГ в средне-позднедевонских палеограбенах Печоро-Колвинского авлакогена, примыкающих по Чаркаю-Пыльцецкому разлому к участкам на месте современных Чаркаю-Кипиевской ступени и Малолебединского вала, происходило с начала каменноугольного периода до триаса. Средне- и верхнедевонские НГМП в ОНГГ палеограбенов завершили главную фазу нефтеобразования (ГФН) до инверсии Мутно-Материкового и Лебединского валов в конце поздней перми и триасе. Главная фаза газообразования (ГФГ) совпала с активной инверсией Мутно-Материкового и Лебединского палеограбенов по Чаркаю-Пыльцецкому разлому, что, очевидно, не способствовало проникновению газа в ПР поддоманиковой и наддоманиковой УВ систем севера Ижма-Печорской синеклизы, а привело к его рассеиванию. О раскрытости недр в современной зоне Чаркаю-Пыльцецкого разлома свидетельствуют выходы на поверхность источника хлоркальциевых вод вдоль его простираения (по данным Любомирова Б.Н., ВНИГРИ, 1959; Кушнарева Т.И., УТЭ УНГГ, 1960).

В Ижма-Печорской синеклизе, несмотря на значительно меньшие глубины погружения чем в палеограбенах Печоро-Колвинского авлакогена, среднедевонско(?) - саргаевские НГМП и доманик также достигли необходимой катагенной зрелости (МК₃-МК₄) и реализовали свой генерационный потенциал до конца мезозоя. Это объясняется значительно более высоким тепловым потоком из фундамента в осадочный чехол благодаря присутствию «гранитного» слоя. Однако главной зоной газообразования НГМП не достигли. Поэтому рассматриваемая территория Ижма-Печорской синеклизы по двум источникам нефтегазообразования прогнозируется преимущественно нефтяной.

Если формированию ЗНГН в поддоманиковой УВ системе способствовала латеральная миграция, то в вышележащих НГК - от верхнего девона до перми - формирование ЗНГН вследствие вертикальной миграции по малоамплитудным разрывам и «литологическим окнам» связано, скорее всего из-за многочисленных перерывов, со стратиграфическим экранированием на структурных ступенях синеклизы и в дислокациях вдоль ее северо-восточного борта. Непосредственный контроль в этих зонах осуществляется локальными структурами с локальными покрывками.

На Малоземельско-Колгуевской моноклинали с некоторыми изменениями стратиграфических объемов и литолого-фациальных особенностей, вызванными индивидуальностями тектонического развития, прослеживаются те же региональные нефтегазоносные комплексы, что и на остальной территории Тимано-Печорской провинции. В отличие от северной части Ижма-Печорской синеклизы в материковом секторе моноклинали отсутствуют базальные верхнекембрийско-среднеордовикские песчаники, но в акватории они установлены скважинами на о.Колгуев. Толщина их превышает 1,3 км. Обращает внимание присутствие и на Коргинской ступени, в погребенном Западно-Колгуевском прогибе и на Малоземельской моноклинали терригенных и карбонатных отложений нижне-среднеордовикского и среднеордовикско--нижнедевонского возраста, не обнаруженных в смежной в крайней северной половине Ижма-Печорской синеклизы. Возраст комплекса залегающего в основании осадочного чехла до сих пор остается дискуссионным и оценивается от позднерифейского (Туманов П.А. и др.), вендско-нижнекембрийского (Дедеев В.А. и др.) до нижне-среднеордовикского (Богацкий В.И. и др.). При этом его мощность в пределах центральной части Ижма-Печорской впадины оценивалась от 1 км (Запорожцева И.В. и др. 1980) до 1,5 км (Богацкий В.И. и др. 1986) [Структура платформенного чехла] до проведения региональных работ последних лет, когда было выявлено развитие в центральной части Ерсинской впадины терригенной толщи более 3 км мощности.

Остальные, вышележащие НГК не имеют принципиальных отличий в формационном и литологическом составе от таковых в более южных районах Тимано-Печорской провинции. Некоторое исключение представляет появление прибрежно- и мелководноморских отложений в средней перми.

В нижнем верхнекембрийско-среднеордовикском ПНГК предполагается развитие природных резервуаров, хотя из-за уплотнения на относительно больших глубинах их фильтрационно-емкостные возможности могут быть ограничены. По характеру лито-фациального состава и аномалий с другими нефтегазоносными областями провинции НГМП и ПР наиболее вероятны в НГК, стратиграфический диапазон которых соответствует среднему ордовику-верхнему девону и кунгуру-средней перми. Карбонатные породы C_{1V2} - $P_{1карб.}$ НГК и терригенные триасовые НГК включают лишь ПР. По возможностям катагенного созревания РОВ и палетектоническим условиям миграционных потоков генерированных УВ очаги нефтегазообразования, питающие ЗНГН Малоземельско-Колгуевской моноклинали, могли возникнуть в погребенных отрицательных структурах

последней. Такой структурой является Западно-Колгуевский прогиб, заполненный НГК среднего ордовика - нижнего девона, среднего девона - нижнего- и среднего франа и доманика-турне. Суммарная толщина этих НГК приближается к 4,0 км. Другой очаг нефтеобразования находится вне Малоземельско-Колгуевской моноклинали, в Денисовском прогибе Печоро-Колвинского авлакогена, где основные НГМП также сосредоточены в ордовикско-верхнедевонских НГК. Третий очаг локализуется в Восточно-Колгуевской структурно-тектонической зоне. Источником УВ здесь, помимо традиционных верхнедевонских доманикитов и клиноформ толщи заполнения, могут оказаться нижнее- и среднепермские терригенные, обогащенные сапропелево-гумусовым РОВ отложения. Таким образом, ловушки перспективных зон нефтегазонакопления Малоземельско-Колгуевской моноклинали могли принимать УВ из трех очагов нефтегазообразования; в северной части Ижма-Печорской синеклизы – только из одного, приоритетного восточного и в меньшей степени – южного, необходимого для среднефранских рифов и вышележащих ПР наддоманиковой УВ системы. Другой особенностью формирования залежей УВ Малоземельско-Колгуевской моноклинали оказалось активное участие газовой составляющей, что привело к иным соотношениям нефти и газа по сравнению с севером Ижма-Печорской синеклизы.

Уточнение нефтегазогеологического районирования

На тектонической основе с учетом литофациальных, емкостных и геохимических особенностей НГК, а также анализа зональных условий формирования и размещения залежей УВ проведено обновленное нефтегазогеологическое районирование северной и центральной частей Ижма-Печорской синеклизы и Малоземельско-Колгуевской моноклинали с выделением нефтегазоносных районов (см. рис. 1). В составе НГР зоны нефтегазонакопления рассматриваются как группа одиночных или разнотипных ловушек в одном или нескольких НГК, для которой благодаря объединяемому структурного элемента и историко-седиментационным особенностям геологического развития были установлены или предположены единые условия формирования и сохранностей залежей УВ. По совмещению ЗНГН в плане выделяются, в свою очередь, однослойные (развитые только в одном НГК; двухслойные, развитые в пределах двух НГК; многослойные, развитые в пределах трех и более НГК (рис. 5). По генетическим критериям многослойные и двухслойные зоны можно разделить на типы унаследованного развития, навешенные (бескорневые) и сквозные [Прищепа, 2008].

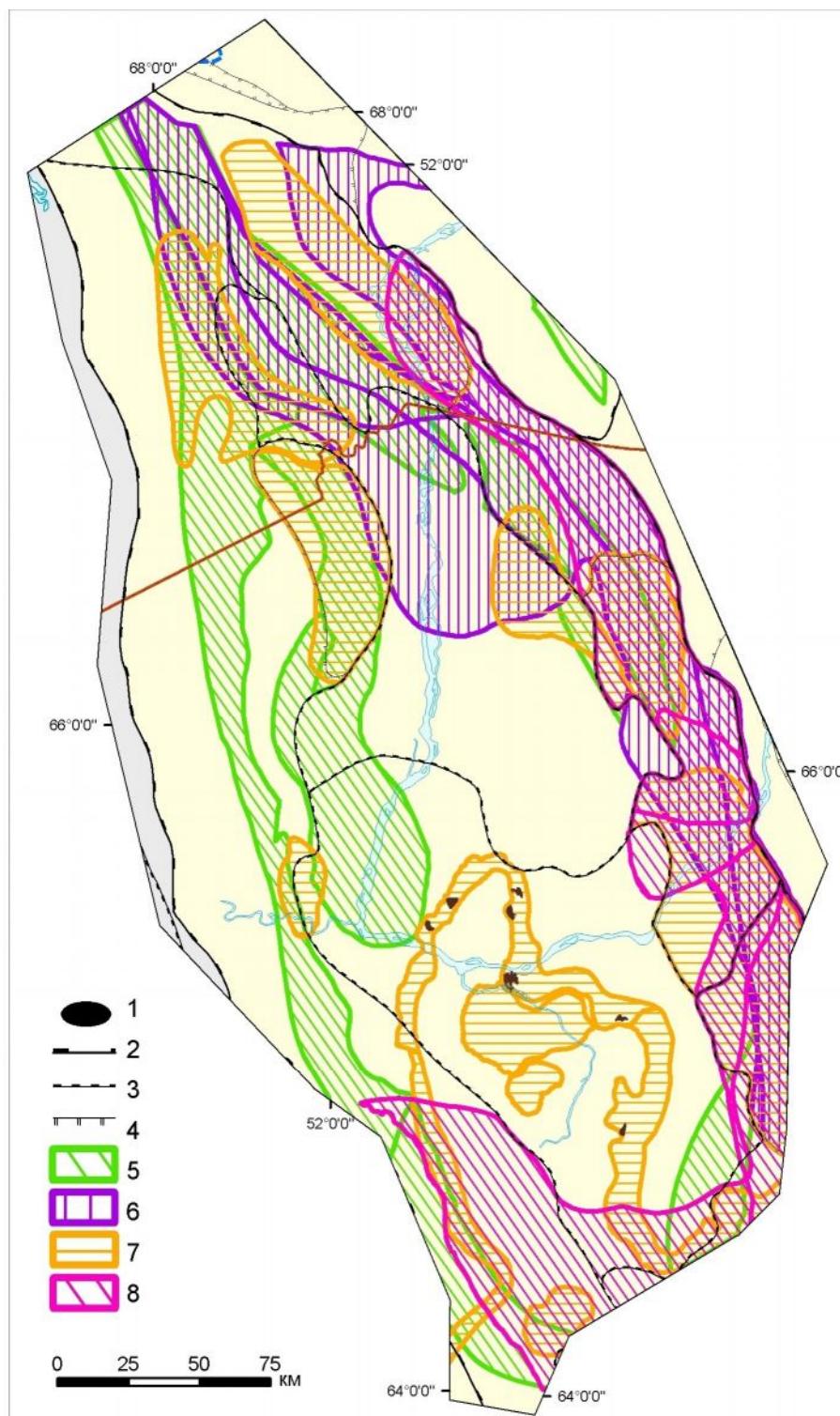


Рис. 5. Сводная карта зон нефтегазонакопления Ижма-Печорской синеклизы

1 - месторождения нефтяные, 2-4 - границы тектонического районирования: 2 - надпорядковых элементов, 3 - элементов 1 порядка, 4 - элементов 2 порядка, 5-8 - приуроченность зон нефтегазонакопления к комплексам: 5 - нижне-среднеордовикскому терригенному ПНГК и среднеордовикско-нижнедевонскому карбонатному НГК, 6 - среднедевонско-франскому терригенному НГК, 7 - доманиково-турнейскому карбонатному НГК, 8 - верхневизейско-нижнепермскому карбонатному НГК.

Последние можно оценивать как первоочередные направления геологоразведочных работ, поскольку при неподтверждении продуктивности в одном из целевых НГК перспективы могут быть связаны с другими.

В составе северного сегмента Ижма-Печорской нефтегазоносной области обосновано выделение пяти нефтегазоносных районов – Притиманского, Ерсинского, Нижнеижемский, Седюяхинско-Кипиевский, Верхнелыжско-Лемъюский. Нефтегазоносные районы, как правило, соответствуют одному или двум тектоническим элементам первого порядка, но могут включать и структуры более низкого порядка, находящиеся вне иерархического ряда. Важным аргументом при обосновании района является близкая по условиям формирования и фазовому составу УВ, совокупность ЗНГН [Прищепа, 2008].

Притиманский НГР расположен в границах Нерицкой ступени, включая Тобышский вал. В его пределах выделена однослойная Восточно-Тиманская ЗНГН ($\text{Є}_3\text{-O}_{1-2}$ НГК) и совмещенная, сквозная Кедвинская ЗНГН ($\text{Є}_3\text{-O}_{1-2}$ НГК, $\text{D}_3\text{dm} - \text{C}_{1t}$ НГК и $\text{C}_{1v1}\text{-P}_{1ar}$ НГК). Вероятные залежи УВ не исключены в одиночных биогермных образованиях верхнего девона, пластах облекания и пластах с тупиковыми ловушками. Наряду с биогермами пластовые ловушки вероятны в Тобышской совмещенной, сквозной ($\text{Є}_3\text{-O}_{1-2}$ НГК, $\text{D}_3\text{dm-C}_{1t}$ НГК) ЗНГН, приуроченной к соответствующему валу. Пермские карбонатные пласты могут содержать залежи на юге Нерицкой ступени. По фазовому соотношению УВ район предполагается преимущественно нефтеносным.

Ерсинский НГР ограничивается границами одноименной впадины. Район с невыделенными перспективами, требующий дальнейшего изучения.

Седюяхинско-Кипиевский НГР объединяет Новоборско-Созьвинскую структурную зону, Седюяхинско-Малолебединский мегавал, Чаркаю-Кипиевскую ступень. Здесь выделены следующие совмещенные сквозные ЗНГН: Новоборская ($\text{Є}_3\text{-O}_{1-2}$ НГК, $\text{D}_2\text{-D}_3f_{1-2}$ НГК, $\text{D}_3\text{dm-C}_{1t}$ НГК), Янгытская ($\text{Є}_3\text{-O}_{1-2}$ НГК, D_3f_1 НГК, $\text{C}_{1v1-2}\text{-P}_{1ar}$ НГК), Кипиевская ($\text{Є}_3\text{-O}_{1-2}$ НГК, D_3f_1 НГК, $\text{D}_3\text{dm-C}_{1t}$ НГК, $\text{C}_{1v1-2}\text{-P}_{1ar}$ НГК). Все ЗНГН контролируются Новоборской и Созьвинской структурными подзонами, Председюяхинской ступенью, Янгытско-Дзелядевским и Малолебединским валами, Чаркаю-Кипиевской ступенью. Ловушки в $\text{Є}_3\text{-O}_{1-2}$ НГК связаны с горстами и грабенами, в $\text{D}_2\text{-D}_3j_r$ и D_3f_1 НГК – кроме грабенов и горстов - с дизъюнктивными складками. Ловушки в верхнедевонских карбонатных пластах биогермного и мелководно-шельфового происхождения предполагаются на Седюяхинском и Янгытско-Дзелядевском валах. На юго-востоке НГР ловушки биогермного происхождения и пластовые сводовые, относящиеся к доманиково-

турнейскому НГК, объединены Кипиевской ЗНГН на одноименной ступени. Кипиевская ЗНГН помимо каменноугольных карбонатов содержит ловушки в нижнепермских известняках.

Нижнеижемский НГР, находящийся на Ижемской ступени, характерен ЗНГН, связанными с система ловушек образованными за счет доманиковых органогенных построек, карбонатных банок среди депрессионных разновозрастных фаций. Здесь в доманиково-турнейском НГК установлены ЗНГН – Макарьель-Низевая, Виссарьельская, Мохчаюрская, Южно-Нерицкая.

Верхнелыжско-Лемъюский НГР находится на крайнем юго-востоке изучаемой территории, на Сотчемью-Аресском уступе Омра-Лыжской седловины. Здесь в отложениях ордовика, песчаниках среднего девона-нижнего франа, джьерского горизонта, биограмных и барьерных карбонатных образованиях верхнего девона, известняках и доломитах верхнего визе – нижнего карбона и нижней перми намечены надстраивающие друг друга по разрезу следующие ЗНГН – Западно-Лузская, Кипиевско-Лузская, Лузская. Все они составляют единую в разрезе осадочного чехла сквозную ЗНГН.

Из-за удаленности от очагов нефтегазогенерации и слабой структурной выраженности, не способствующей улавливанию мигрирующих УВ, трудно надеяться на существенный объем залежей в ЗНГН с P_2 НГК и Т НГК.

В Малоземельско-Колгуевской нефтегазоносной области установлено три нефтегазоносных района: Западно-Колгуевский, Восточно-Колгуевский и Малоземельский (Нарьян-Марский).

Западно-Колгуевский НГР включает Коргинскую ступень с Северо-Седухинским структурным уступом и Западно-Колгуевскую моноклираль с погребенными Западно-Колгуевским прогибом и Западно-Колгуевским сводом, который объединяет дислокации нижнего структурного этажа – Бугринское куполовидное поднятие, Северную и Южную Бугринские ступени. Залежей УВ в НГР не обнаружено вследствие его недостаточной изученности. Перспективы района связаны, в первую очередь с ПЗНГН на структурах юго-западного и северо-восточного ограничения Западно-Колгуевского прогиба – Северо-Седухинским структурным уступом и структурными ступенями – Северо-Бугринской и Южно-Бугринской, а также Сенгейским гемивалом. Над погребенным северным склоном Западно-Колгуевского свода находится западная часть Колгуевской двухслойной ЗНГН с перспективными ловушками в низко - среднеемких коллекторах одиночных органогенных верхнедевонских построек и низкеемких надрифовых разностях под внутриформационными

покрышками. В средневизейско-нижнепермском НГК природный резервуар прослеживается только в его нижнепермской части, где он представлен средневыми ассельско-сакмарскими биогермными и предрифовыми мелководно-шельфовыми низко- средневыми разностями под локальными артинскими и региональной кунгурской покрышками. Основной ОНГО находится в верхнеордовикско-верхнедевонский многокилометровой толще, заполнившей Западно-Колгуевской погребенной прогиб.

Северо-Седухинская и Западно-Колгуевская однослойные ЗНГН с пластовыми литологически, стратиграфически и тектонически экранированными залежами в нижнефранских и возможно среднедевонско-яранных песчаниках соответственно, приурочены к Северо-Седухинскому уступу, северной и южной Бугринской ступеням. Источником УВ является Западно-Колгуевский прогиб с верхнеордовикско-нижнедевонскими и среднедевонско-нижнефранскими терригенными отложениями. Природный резервуар находится под региональной тиманско-саргаевской покрышкой и представлен низкочастотным коллектором. Среднедевонские пласты низкочастотного песчаника могут иметь внутриформационные покрышки. Двухслойная ЗНГН Западно-Колгуевского НГР – Северо-Бугринская, субширотно простирается на Западно-Колгуевской моноклинали и Коргинской ступени и связана с низкочастотными ПР в верхнедевонских и нижнепермских биогермных карбонатах под региональной ниже-средневизейской покрышкой.

Восточно-Колгуевский НГР тектонически соответствует одноименной структурной тектонической зоне. Важнейшими чертами его строения является наличие выраженных валов, наследуемых дислокации фундамента. В пределах НГР установлена нефтегазоносность нижнепермских и нижнетриасовых отложений. Выявлены Песчаноозерское и Таркское месторождения. Наибольшая продуктивность отмечена в триасовых песчаниках. В них установлены три нефтяные и две газоконденсатные залежи.

Двухслойная перспективная Колгуевская ЗНГН приурочена к органогенным постройкам доманиково-турнейского комплекса и ассельско-сакмарским биогермам средневизейско-нижнепермского. Полосы этих биогермных образований распространены на Песчаноозерском валу и севере Таркского и прослеживаются в Западно-Колгуевский НГР, где их ПР сохраняют свои емкостные характеристики.

Заслуживающей примечательностью Восточно-Колгуевского НГР является наличие пяти однослойных ЗНГН, известные залежи и перспективные ловушки которых находятся в верхнепермском и триасовом НГК. Ловушки, как и известные залежи, относятся к пластовому литологически экранированному или ограниченному типам. Восточно-

Колгуевская ЗНГН находится на юго-востоке Восточно-Колгуевской структурно-тектонической зоны. Таркская ЗНГН целиком соответствует одноименному валу. Северо-Песчаноозерская приурочена к северо-западу Песчаноозерского вала. Восточно-Таркская ограничивается лишь триасовым НГК. Она присутствует не только в Восточно-Колгуевском НГР, но простирается за его пределы, на Западно-Колгуевскую моноклинали. К Восточно-Колгуевской структурно-тектонической зоне относится и Северо-Песчаноозерская ЗНГН, где выявлены два упомянутые выше месторождения. Зоны нефтегазонакопления Восточно-Колгуевского НГР, очевидно, заполнялись УВ двух очагов нефтегазообразования. Одним из них является Западно-Колгуевский погребенный прогиб, и вторым – Денисовский прогиб Печоро-Колвинского авлакогена. Также очевидна значимость третьего очага – на севере Восточно-Колгуевской структурно-тектонической зоны, где существенная доля генерированных УВ может принадлежать НГМП в терригенных отложениях, средней и верхней перми.

Нарьян-Марский (Малоземельский) НГР выделен в границах Нарьян-Марской террасы и Удачной ступеней. Характерен малоамплитудными структурами. Нефтеносность установлена в верхнекаменноугольных известняках Харицейского месторождения в одноименной депрессии. Ловушки могут быть в зонах выклинивания пластов нижнего франа, а на самом юге – в среднем девоне. Там же не исключены ловушки в пластах нижнего девона.

Самая южная ЗНГН НГР – Лембейская двухслойная может содержать пластовые залежи в песчаниках среднего и нижнего девона, а также в карбонатах силура. Вторая двухслойная ЗНГН района - Южно-Колгуевская, находится в акватории, на крайнем востоке Нарьян-Марской террасы и в пределах северной части Удачной ступени. Залежи в зоне могут быть в нижнефранских песчаниках и карбонатах среднего-верхнего карбона. Третья двухслойная зона нефтегазонакопления – Нерутинско-Харицейская, объединяющая на материке приразломные Харицейскую и Пятейскую депрессии, восточные участки Нарьян-Марской террасы, юг Удачной ступени с ловушками в песчаниках нижнего франа и карбонатах среднего-верхнего карбона. Очаги нефтегазогенерации для зон нефтегазообразования Малоземельского НГР могли находиться в Денисовском прогибе Печоро-Колвинского авлакогена, а также в наиболее погруженной северо-восточной полосе Малоземельской моноклинали. В пределах акватории выделена Сенгейская однослойная ЗНГН, занимающая большую часть одноименного гемивала с перспективными

нижнефранскими отложениями. Углеводороды в эту зону могли поступать как со стороны Удачной ступени, так и из Западно-Колгуевского прогиба.

Оценка ресурсов углеводородов

Оценка НСР северо-западного субрегиона Тимано-Печорской провинции, включающего северные и центральные территории Ижма-Печорской НГО и Малоземельско-Колгуевскую НГО, проведена на основе принципов геологических аналогий, дополненных разработанным во ВНИГРИ методами геохимического моделирования и отдельного прогнозирования ресурсов зон нефтегазонакопления и прилегающих районов (вне зон) [Неручев и др., 2006, Баженова и др., Прищепа, 2011, Прищепа, Баженова, 2011]. Суммарные ресурсы УВ в перспективных зонах нефтегазонакопления на изученной территории Ижма-Печорской синеклизы оценены в 1374,6 млн. т у. т./578,2 млн. т у. т. По фазовому составу предполагается приоритет жидких УВ – (1138,5 млн. т/342,1 млн. т). По сумме ресурсов, приуроченных к совмещенным выделенным ЗНГН наиболее богатой являются Новоборская зона (367/144,5 млн. т у. т.), существенно уступают ей Янгытская (143,9/74,7 млн. т у. т.), Лузская (121,1/48,0 млн. т у. т. и Кипиевская – (97,9/41,8 млн. т у. т.). В Малоземельско-Колгуевской НГО наибольшие оценки ресурсов в зонах нефтегазонакопления установлены у Восточно-Колгуевского НГР (502,7 млн. т у. т.), а вне зон – у Западно-Колгуевского НГР (208,4 млн. т у. т.). Расположенный на материке и на акватории Нарьян-Марский НГР отличается от двух акваториальных НГР более скромными ресурсами моря как перспективных ЗНГН (69,8 млн. т у. т.), так и вне их (57,5 млн. т у. т.). На суше эти ресурсы отмечены примерно близкими величинами.

Предложения по региональному доизучению

Оценки прогнозных ресурсов в перспективных зонах нефтегазонакопления, и вне зон, должны определять не только направления геологоразведочных работ, но и их содержание и последовательность. Продолжению работ поисково-оценочного характера в намеченных перспективных ЗНГН должно предшествовать завершение сейсмических исследований по уплотняющей сети региональных профилей, а также бурение параметрической скважины с целевыми задачами оценки невоскрывших частей разреза как на предмет развития коллекторов и возможных флюидоупоров, так и выявления нефтегазогенерирующих толщ.

В Ижма-Печорской синеклизе региональными профилями субширотного направления на севере Нерицкой ступени должны быть уточнены намеченные ЗНГН, контролируемые не только возможными антиклинальными поднятиями, но, в основном, стратиграфическим и литологическим экранированием, а также приуроченных к малоамплитудным разломам и

биогермными образованиями верхнего девона и среднего-верхнего карбона. Особое значение приобретает региональный профиль вдоль Новоборско-Созьвинской структурной зоны, который обязан подтвердить не только морфологические особенности выявленных в цепочку локальных поднятий, но установить их взаимоотношения в нижней верхнекембрийско-дзержинской и перекрывающей среднефранско-триасовой частях осадочного чехла. Ограниченную по объемам каркасную сеть региональных профилей следует выполнить на участке выявленного Северо-Новоборского поднятия для уточнения места заложения параметрической скважины. Задача последней, помимо получения необходимых параметров для интерпретации сейсмических и гравимагнитных материалов, уточнение строения полуторокилометровой поддоманиковой части осадочного чехла и получение доказательств о присутствии среднедевонско-яранских отложений, одних из наиболее приоритетных промышленно газонефтеносных образований Тимано-Печорской провинции. Подобные задачи поставлены и в отношении второго каркасного участка региональных профилей, намеченного на юге Новоборской структурной подзоны.

Уплотняющая каркасная сеть региональных геофизических профилей рекомендуется в акватории Малоземельско-Колгуевской моноклинали и на ее материковой части. В Западно-Колгуевском НГР перспективы выявления новых ЗНГН связаны с изучением и локализацией погребенного Западно-Колгуевского прогиба [Прищепа и др., 2010], заполненного почти четырехкилометровой толщей нижнего и частично среднего палеозоя, выявленного завершенными в 2009 году региональными геологоразведочными работами в рамках бюджетных исследований. Особое внимание должно уделяться погребенным структурным формам на бортах прогиба и прилегающим к нему Северо-Седухинскому уступу на западе и Западно-Колгуевскому своду с Северо- и Южно-Бугринскими структурными ступенями на востоке. Изучение погребенного нижнего структурного этажа и перекрывающего среднего с возможными очагами нефтегазообразования и сопряженными с ними ЗНГН – основная задача региональных геофизических профилей в Восточно-Колгуевском НГР. Последние данные ФГУП «ВНИГРИ», полученные в результате анализа и переобработки данных ГИС в скважинах, пробуренных на о. Колгуев свидетельствуют о наличии высокочемических коллекторов в нижнеордовикской части разреза, характеризующихся как нефтенасыщенные. Особое внимание следует также уделить морскому продолжению Песчаноозерского вала и трассированию зон биогермов (рифов) верхнего девона и нижней перми. На Малоземельской моноклинали уплотняющая сеть региональных профилей направлена на доизучение акватории с транзитной зоной к югу от о. Колгуева, включающую также Сенгейский гемивал.

Продолжение морских профилей на суше позволит, помимо уточнения структуры Харицейской и Пятейской депрессий с выявленной верхнекаменноугольной залежью в первой из них и Нерутинского грабена и Анаргояхским поднятием, позволит выяснить тектонические особенности взаимоотношения Малоземельско-Колгуевской моноклинали и Ижма-Печорской синеклизы на месте требующего изучения Приморского вала.

Реализация уплотняющей сети региональных профилей с выполнением расчленил под уточнение места заложения параметрической скважины и по ее результатам помимо приоритетных структурных задач поможет на основании полученных материалов о глубинах залегания нефтегазоносных комплексов с оценкой НГМП провести геохимическое моделирование масштабов генерации и направлений миграции УВ, тем самым более уверенно определить фазовое соотношение НСР в Малоземельско-Колгуевской НГО и в северной и центральной частях Ижма-Печорской НГО, а также оценить принципиально новые направления ГРП, связанные как с выявленной новой крупной погребенной структурой (Новоборским валом), так и ранее не оцененным комплексом (кембрийско? ниже-среднеордовикским терригенным).

Литература

Баженова Т.К., Шиманский В.К., Васильева В.Ф., Шапиро А.И., Яковлева Л.А., Климова Л.И. Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна. – СПб.: ВНИГРИ. – 2008. – 164 с.

Белякова Л.Т., Богацкий В.И., Богданов Б.П., Довжиков Е.Г., Ласкин В.М. Фундамент Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна. – Киров: ОАО «Кировская областная типография». - 2008. – 288 с.

Неручев С.Г., Баженова Т.К., Смирнов С.В., Андреева О.А., Климова Л.И. Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации, миграции и аккумуляции. – СПб.: Недра. - 2006. – 364 с.

Прищепа О.М. Зоны нефтегазонакопления - методические подходы к их выделению, обеспечивающие современное решение задач отрасли // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2008. - Т.3. - №2. - http://www.ngtp.ru/rub/12/14_2008.pdf

Прищепа О.М. Комплексный способ количественной оценки ресурсов нефти и газа в зонах нефтегазонакопления // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2011. - Т.6. - №4. - http://www.ngtp.ru/rub/6/44_2011.pdf

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. Перспективы малоизученных районов и неоцененных горизонтов Тимано-Печорской провинции как результат уточнения схемы тектонического районирования // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2012. - №2. - С. 4-12.

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.

Сенин С.В., Куранов А.В., Кутлинский А.А. Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности нижнеордовикских отложений западной части Тимано-Печорской провинции // Сырьевая база нефти и газа территорий и сопредельных акваторий – основа развития нефтегазового комплекса России: сб. материалов научно-практической конференции (4-7 июня 2012 г., Санкт-Петербург). – СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2012. – С. 100-106.

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

Чупров В.С. Секвенсстратиграфия и перспективы нефтегазоносности отложений восточного Притиманья // Геология и минеральные ресурсы европейского северо-востока России: Материалы XIV Геологического съезда Республики Коми. Т. IV.- Сыктывкар: Геопринт. - 2004. - С. 187-190.

Структура платформенного чехла Европейского севера СССР / Под редакцией В.А. Дедеева. – Л.: Ленинградское отд. Изд-ва Наука, 1982. – 200 с.

Prishchepa O.M., Bogatskiy V.I.

All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), Saint Petersburg, Russia, ins@vnigri.ru

Grigorenko T.I.

«TP NITS», Ukhta, Russia, grig@tpnic.ru

Orlova L.A., Chumakova O.V.

All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), Saint Petersburg, Russia, ins@vnigri.ru

NEW INSIGHTS INTO PETROLEUM POTENTIAL PROSPECTS OF THE NORTHWESTERN AREAS OF TIMAN-PECHORA PROVINCE

Regional exploration (carried out using governmental finance) is concentrated in poor-explored peripheral areas of provinces with unestimated oil and gas prospects. One of these is the north-western area of the Timan-Pechora province, covering the northern part of the Izhma-Pechora Depression and the land and offshore areas of the Malozemelsk-Kolguev monocline.

Exploration companies and investors are not showing interest about these areas due to several reasons: (a) significant reduction in the thickness of sedimentary cover, including perspective areas, (b) lack of reliable assessment of the resources of local objects, and (c) oil and gas source rocks are not known in this area.

Performed exploration has allowed to establish more extensive development activity of such perspective sections as the Lower-Middle Ordovician and Middle Devonian – Lower Frasnian clastic, Semiluksky-Tournaishan carbonate unit. The tectonic structure was clarified; and the buried shaft (Novoborsky), within which there is no drilled wells nowadays, was identified.

The assumption is made about the possibility of tracing buried structures in the offshore area within Malozemelsk-Kolguev monocline, which requires additional exploration.

The proposed research program may lead to identifying new exploration targets, onshore and offshore.

Key words: *tectonic structure, petroleum potential prospects, buried structures Lower-Middle Ordovician oil and gas complex, oil and gas accumulation zones, Izhma-Pechora Depression.*

References

Bazhenova T.K., Shimanskiy V.K., Vasil'eva V.F., Shapiro A.I., Yakovleva L.A., Klimova L.I. *Organicheskaya geokhimiya Timano-Pechorskogo basseyna* [Organic geochemistry of the Timan-Pechora Basin]. Saint Petersburg: VNIGRI, 2008, 164 p.

Belyakova L.T., Bogatskiy V.I., Bogdanov B.P., Dovzhikov E.G., Laskin V.M. *Fundament Timano-Pechorskogo neftegazonosnogo basseyna* [The basement of the Timan-Pechora petroleum basin]. Kirov: JSC «Kirovskaya oblastnaya tipografiya», 2008, 288 p.

Neruchev S.G., Bazhenova T.K., Smirnov S.V., Andreeva O.A., Klimova L.I. *Otsenka potentsial'nykh resursov uglevodorodov na osnove modelirovaniya protsessov ikh generatsii, migratsii i akkumulyatsii* [Evaluation of potential hydrocarbon reserves on the basis of modeling the processes of their generation, migration and accumulation]. Saint Petersburg: Nedra. - 2006. – 364 s.

Prishchepa O.M. *Zony neftegazonakopleniya - metodicheskie podkhody k ikh vydeleniyu, obespechivayushchie sovremennoe reshenie zadach otrasli* [Zones of oil-gas accumulation: methodical approaches to their establishment ensuring the modern solution of problems of an oil-gas-producing branch]. Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika, 2008, vol. 3, no. 2, available at: http://www.ngtp.ru/rub/12/14_2008.pdf

Prishchepa O.M. *Kompleksnyy sposob kolichestvennoy otsenki resursov nefti i gaza v zonakh neftegazonakopleniya* [Integrated method of oil and gas quantitative evaluation in petroleum

accumulation zones]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2011, vol. 6, no. 4, available at: http://www.ngtp.ru/rub/6/44_2011.pdf

Prishchepa O.M., Bazhenova T.K., Bogatskiy V.I. *Neftegazonosnye sistemy Timano-Pechorskogo osadochnogo basseyna (vklyuchaya akvatorial'nyuyu Pechoromorskuyu chast')* [Petroleum systems of Timan-Pechora sedimentary basin (including the offshore part of the Pechora Sea)]. *Geologiya i geofizika*, 2011, no. 8, p. 1129-1150.

Prishchepa O.M., Bogatskiy V.I. *Perspektivy maloizuchennykh rayonov i neotsenennykh gorizontov Timano-Pechorskoy provintsii kak rezul'tat utochneniya skhemy tektonicheskogo rayonirovaniya* [Prospects of poorly studied areas and invaluable strata of Timan-Pechora province as a result of tectonic zoning scheme clarification]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2012, no. 2, p. 4-12.

Prishchepa O.M., Bogatskiy V.I., Chumakova O.V., Aver'yanova O.Yu. *Perspektivnye napravleniya geologorazvedochnykh rabot v Malozemel'sko-Kolguevskoy neftegazonosnoy oblasti* [Perspective directions of exploration in Malozemelsk-Kolguev oil and gas area]. *Razvedka i okhrana neдр*, 2010, no. 4, p. 45-53.

Senin S.V., Kuranov A.V., Kutlinskiy A.A. *Geologo-geokhimicheskie predposylki neftegazonosnosti nizhneordovikskikh otlozheniy zapadnoy chasti Timano-Pechorskoy provintsii* [Geological and geochemical background of petroleum potential of the Lower Ordovician deposits in western part of the Timan-Pechora province]. *Syr'evaya baza nefti i gaza territoriy i sopredel'nykh akvatoriy – osnova razvitiya neftegazovogo kompleksa Rossii: sb. materialov nauchno-prakticheskoy konferentsii (4-7 June 2012)*. Saint Petersburg: VNIGRI, 2012. – S. 100-106.

Timano-Pechorskaya provintsiya: geologicheskoe stroenie, neftegazonosnost' i perspektivy osvoeniya [Timan-Pechora province: geological structure, petroleum potential and prospects of development]. M.D. Belonin, O.M. Prishchepa, E.L. Teplov et al. Saint Petersburg: Nedra, 2004, 396 p.

Chuprov V.S. *Sekvensstratigrafiya i perspektivy neftegazonosnosti otlozheniy vostochnogo Pritiman'ya* [Sequence stratigraphy and petroleum potential prospects of deposits of the eastern Pre-Timan region]. In: *Geologiya i mineral'nye resursy evropeyskogo severo-vostoka Rossii: Proceedings of XIV Geological Meeting of Republic of Komi. Vol. IV*. Syktyvkar: Geoprint, 2004, p. 187-190.

Struktura platformennogo chekhla Evropeyskogo severa SSSR [The structure of the platform cover of the European North of the USSR]. Editor V.A. Dedeev. Leningrad branch of NAUKA Publishing House, 1982 – 200 p.

© Прищепа О.М., Богацкий В.И., Григоренко Т.И., Орлова Л.А., Чумакова О.В., 2013