

УДК 550.8:553.98(470.111)

**Прищепа О.М., Орлова Л.А., Чумакова О.В.**Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт (ВНИГРИ), Санкт-Петербург, Россия [ins@vnigri.spb.su](mailto:ins@vnigri.spb.su)

## **НАПРАВЛЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ В СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ**

*Подготовка к лицензированию новых перспективных на нефть и газ направлений геологоразведочных работ осуществляется за счет региональных работ, проводимых на бюджетные средства. Эффективность региональных работ должна определяться востребованностью у инвесторов и недропользователей лицензий на соответствующие объекты и целые направления ГРП. В северной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции разведанность запасов составляет менее 50%. В то же время все центральные ее части лицензированы и не обеспечивают требуемый уровень воспроизводства запасов УВ. На основании обобщения геолого-геофизических материалов рассмотрены перспективы нефтегазоносности и предложена программа работ в пределах Косью-Роговской и Кортаихинской впадинах. Проведение сейсморазведочных работ в совокупности с бурением параметрической скважины позволит уже в ближайшее время оценить перспективы нового крупного направления геологоразведочных работ на нефть и газ в Тимано-Печорской провинции, которое в относительно недалекой перспективе может стать предметом активного лицензирования и расширения сырьевой базы нефтегазодобычи в регионе.*

**Ключевые слова:** региональные геологоразведочные работы, перспективы на нефть и газ, параметрическая скважина, Косью-Роговская и Кортаихинская впадины, Предуральский и Предновоземельский прогибы.

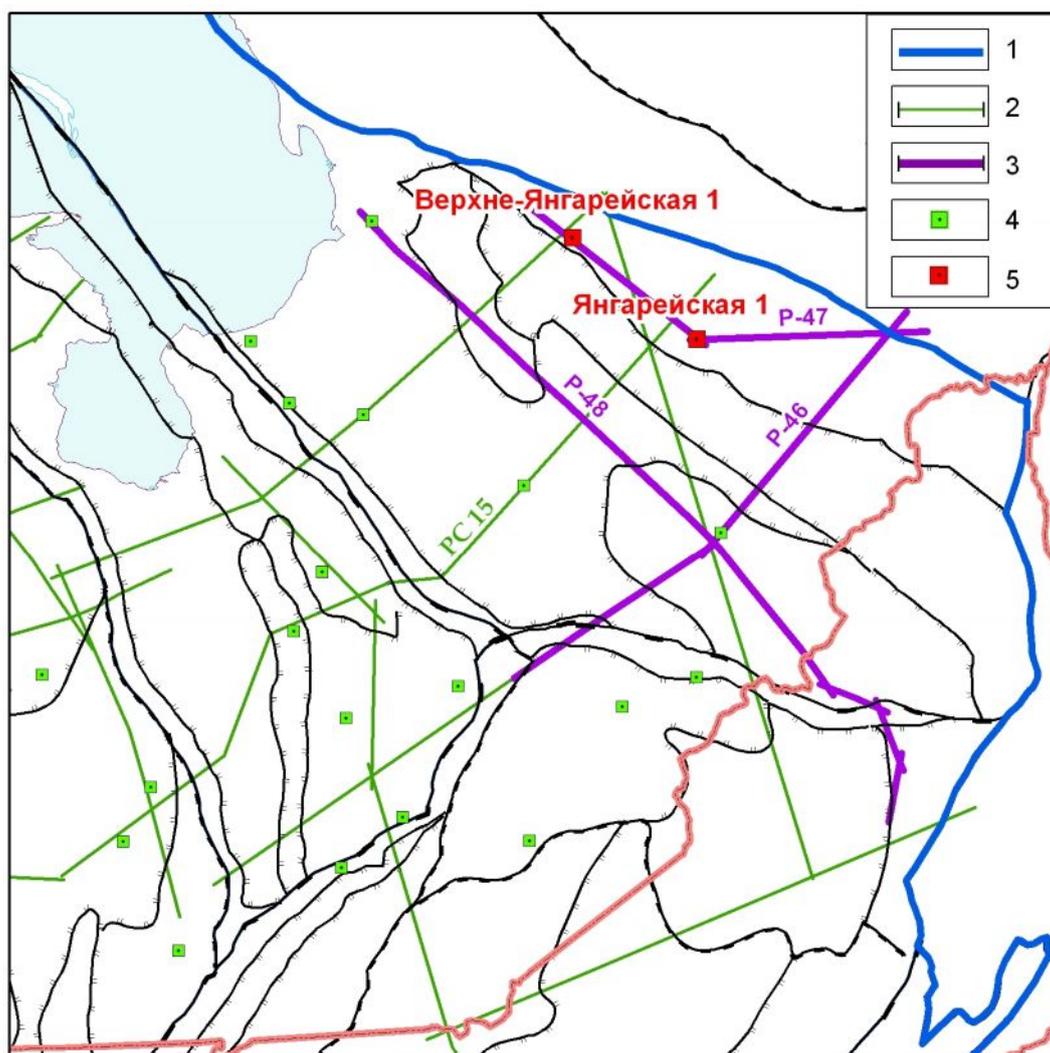
В последние годы (2006-2008 гг.) существенно возросли объемы бюджетного финансирования, направленные на региональные геологоразведочные работы на нефть и газ.

Минприроды России и Роснедра придают большое значение рациональному использованию, выделяемых бюджетных средств, поскольку они направлены на решение задач повышения привлекательности и востребованности ресурсной базы углеводородов, своевременности ее подготовки для передачи участков недр потенциальным инвесторам с целью их геологического изучения и последующего освоения выявленных запасов [Прищепа, Орлова, 2007].

Одной из важнейших задач в Северо-Западном ФО, где существенно наращиваются объемы региональных геологоразведочных работ, выполняемых за счет средств федерального бюджета, является оценка перспектив периферийных малоизученных частей Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции [Прищепа, Григорьев, 2007].

Наиболее слабо изученными и характеризующимися крайне неопределенной оценкой ресурсного потенциала углеводородов остаются в настоящее время впадины Предуральского краевого прогиба, Малоземельско-Колгуевская моноклираль, северные части Ижма-Печорской впадины и Тиманской гряды, а также Западно-Уральский складчатый пояс. Практически все указанные территории ТПП в настоящее время не лицензированы.

В целом же, северная часть Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (территория Ненецкого автономного округа) региональными работами изучена крайне недостаточно. На каждой из указанных малоизученных территорий региональный этап изучения еще не завершен (рис. 1).



Условные обозначения: 1 - граница ТПП, 2 - региональные сейсмические профили, 3 - текущие региональные сейсморазведочные работы, 4 - скважины параметрические, 5 - проектируемые параметрические скважины

**Рис. 1. Схема изученности региональными работами Кортаихинской и Косью-Роговской впадин**

Долгосрочными стратегическими документами, разработанными в системе Роснедра, к основным задачам региональных работ в пределах Тимано-Печорской провинции можно отнести следующие [*Основные положения...*, 2005; *Долгосрочная программа...*, 2006].

– выявление зон нефтегазонакопления в малоизученных районах провинции (отдельные структурные элементы Печоро-Колвинского авлакогена, впадины Предуральского прогиба и его надвиговый пояс, северная часть Ижма-Печорской и Кортаихинской впадин);

– стратиграфическая привязка сейсмических отражающих горизонтов;

– изучение взаимоотношений отдельных горизонтов осадочного чехла, в особенности его нижней части, с целью выявления возможностей сейсморазведки картирования комбинированных и неантиклинальных ловушек.

Начиная с 1960-х гг. в пределах Косью-Роговской впадины проводились геологоразведочные работы (сейсморазведочные, глубокое бурение) с целью оценки перспектив нефтегазоносности, однако на сегодняшний день ее территория остается малоизученной. Плотность сейсмических профилей МОВ+МОГТ составляет 0,63 пог.км/км<sup>2</sup>, а МОГТ - 0,43 пог.км/км<sup>2</sup>.

За весь период геологического изучения в пределах Косью-Роговской впадины выявлены промышленные залежи нефти и газа в каменноугольно-нижнепермском нефтегазоносном комплексе (НГК) (Падимейское - нефтяное, Романьельское, Интинское и Кожимское газовые месторождения). Непромышленный приток газа получен из межсолевых доломитов верхнего ордовика на Кочмесской площади, а на Поварницкой площади в верхнефранских отложениях выявлены непромышленные залежи нефти.

Во внутренней части впадины получены притоки газа на Лемвинской площади из отложений верхнеартинско-кунгурского НГК, характеризующиеся высоким содержанием сероводорода.

В качестве перспективных объектов для постановки геологоразведочных работ могут служить рифогенные (органогенные) отложения верхнего девона и ордовикские отложения в зонах развития эвапоритовых покрышек позднеордовикского (соли) и позднесилурийско-раннедевонского (ангидриты) возрастов.

Кортаихинская впадина также недостаточно изучена сейсморазведкой и практически не изучена бурением (на территории площадью более 16 тыс.км<sup>2</sup> пробурено лишь 8 глубоких скважин, в основном по ее обрамлению, поэтому представления о составе и взаимоотношении структурно-тектонических комплексов являются весьма условными.

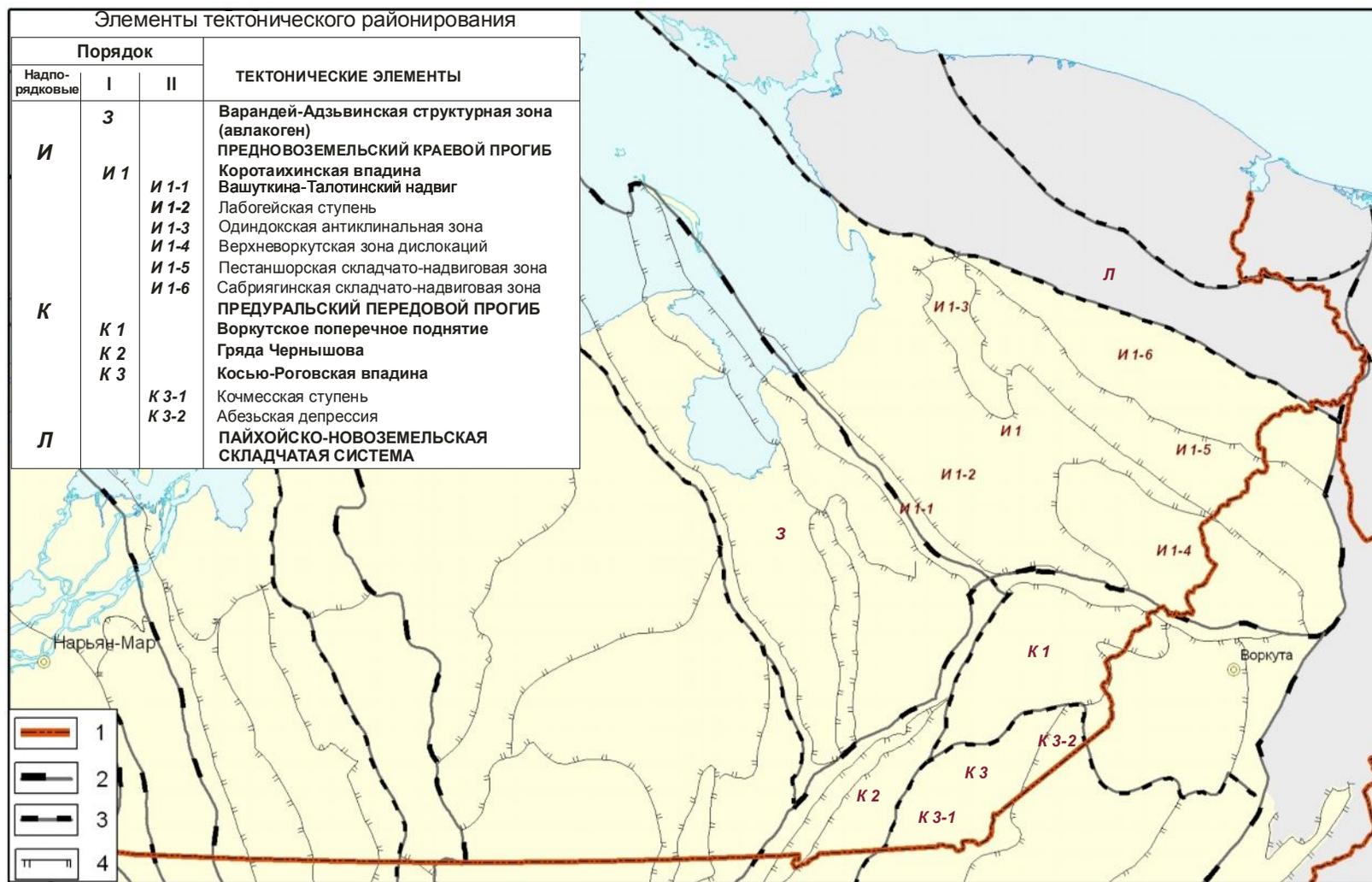
Наиболее значимыми результатами работ на территории Коротаихинской впадины является получение небольших непромышленных притоков нефти, полученных из отложений средневизейско-нижнепермского нефтегазонасного комплекса в южной части района, а также установление высокочемких (карстовых) рифогенных коллекторов в отложениях семилукско-турнейского комплекса на западном борту впадины.

В пределах Коротаихинской впадины промышленная нефтегазонасность не установлена. Ближайшими месторождениями с промышленной нефтеносностью являются Падимейское, расположенное в пределах Воркутского поперечного поднятия, Южно-Степковожское - в пределах Хоседаюского вала Северо-Предуральского краевого прогиба, а также группа месторождений восточной части Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоны. Однако признаки нефтегазонасности в Коротаихинской впадине получены только в отложениях средневизейско-нижнепермского комплекса на Хавдейской площади, в скважинах №1-Коротаихинская и №1-Пурсамыльская и скважинах ВК-1-5, 11, 12, 14-16 и др., пробуренных на уголь.

В соответствии с последней оценкой прогнозных ресурсов в Коротаихинском НГР они составляют 302,3 млн.т.у.т. (в т.ч. 244,3 млрд.м<sup>3</sup> свободного газа), в трех районах Косью-Роговской впадины – 480,3 млн.т.у.т. (в т.ч. 347,3 млрд.м<sup>3</sup> газа). Основные ресурсы газа приурочены к отложениям каменноугольно-нижнепермского комплекса (128,2 млрд.м<sup>3</sup> в Коротаихинском НГР и 176,3 млрд.м<sup>3</sup> в пределах Косью-Роговской впадины). Ценность газоконденсатных месторождений, которые могут быть здесь открыты, резко возрастет после прокладки газопровода Ямал-Центр, который пройдет вблизи юго-восточных границ впадины. Прогнозные ресурсы нефти оцениваются в 51,0 млн.т, в т.ч. в ордовикско-нижнедевонском комплексе – 17,6 млн.т, в каменноугольно-нижнепермском – 19,8 млн.т. В официальных оценках прогнозных ресурсов Коротаихинская впадина рассматривается, в основном, как район газоконденсатонакопления. В тоже время, фазовый состав внешней прибортовой и внутренней зон впадины сегодня вызывает большие сомнения и, по мнению, некоторых исследователей (ВНИГРИ и ТП НИЦ) может оцениваться как существенно нефтяной [Тимано-Печорская провинция..., 2004].

### ***Геологическое строение***

***Косью-Роговская впадина*** представляет собой крупную отрицательную структуру, Предуральского краевого прогиба, вытянутую в северо-восточном направлении на расстояние более 350 км параллельно структурам Полярного Урала. Максимальной ширины до 150 км она достигает в северной части (рис. 2).



Условные обозначения: 1 - граница субъектов РФ, 2 - границы надпорядковых тектонических элементов, 3 - границы тектонических элементов 1 порядка, 4 - границы тектонических элементов 2 порядка

Рис. 2. Схема тектонического районирования северо-восточной части Тимано-Печорской НГП

Восточная граница Косью-Роговской впадины, как и всего Предуральяского прогиба, в современном структурном плане проводится по передовым приразломным складкам и чешуям Урала и контролируется кулисообразно расположенными крупными разрывами, входящими в систему Главного Западноуральского надвига. Северная граница имеет четкий структурный характер и проводится по поднятию Чернова, осложненного региональным Вашуткинско-Талотинским надвигом.

Косью-Роговская впадина характеризуется резко асимметричным строением с пологим северо-западным бортом и крутым, осложненным крупными надвигами и шарьяжными пластинами, юго-восточным. Наиболее прогнутая часть, смещенная к юго-восточному борту, протягивается параллельно Полярному Уралу. Кровля карбонатных пород карбона - нижней перми в приосевой части впадины находится на глубинах 6,0-6,5 км. К этой же части, впадины приурочено наибольшее погружение поверхности рифейского комплекса, являющегося основанием платформенного чехла. Залегание поверхности рифейских образований предполагается здесь на глубине 10-11 и более км. Согласно геофизическим данным впадина по кровле, рифейского комплекса расширяется к востоку под надвинутые на впадину пластины Лемвинского аллохтона. Кровля рифейских образований, погружается здесь до глубины 1,4-15 км.

В пределах Косью-Роговской впадины отчетливо выделяются три зоны, различающиеся по морфологии осложняющих их структур: западная (зона внешнего борта и центральной части впадины), восточная (зона внутреннего борта) и северная (Воркутское поперечное поднятие).

Западная зона граничит с восточной по фронтальным частям надвигов и пликативным структурным формам, вытянутым параллельно складчатому Уралу. Для нее характерно совпадение в целом структурных планов по артинско-верхнепермским терригенным отложениям с нижележащими карбонатными ассельско-сакмарскими. Наблюдается равномерное погружение к востоку поверхности карбонатных толщ и залегающих на них терригенных.

В современном структурном плане в западной части впадины выделяется Кочмеская ступень, представляющая собой обширную структурную террасу с пологим залеганием в ее пределах пермских и каменноугольных отложений, По подошве доманиковых отложений ступень резко сокращает свои размеры и становится менее контрастной структурой, чем по вышележащим отложениям. Кочмеская ступень практически отвечает зоне внешнего борта Косью-Роговской впадины.

Приосевую центральную часть прогиба наследует узкая и протяженная Абезьская депрессия, где кровля карбонатов нижней перми погружена на глубины до 6,5 км, а подошва доманиковых отложений - до 8,0 км. Западный борт Абезьской депрессии осложнен на всем протяжении рядом малоамплитудных локальных поднятий (Среднекочмесским, Бугринским, Пальникшорским). Характерно, что дислоцированными здесь являются лишь отложения орогенного комплекса (терригенные образования артинско-позднепермского возраста), а породы карбонатного ложа относительно равномерно погружаются в сторону приосевой части Абезьской депрессии. Юго-восточный борт ее перекрыт крупными Интинским и Лемвинским надвигами.

Восточная зона, или внутренняя часть впадины, имеет значительно более сложное строение. Она характеризуется несоответствием структурных планов по различным горизонтам осадочного чехла. Ярко выраженные и сложные дислокации в пермских терригенных отложениях, выявленные геофизическими методами разведки и бурением на определенной глубине затухают и уже в карбонатных отложениях карбона нижней перми проявляются слабо или вообще не находят своего отражения.

Воркутское поперечное поднятие - структурный элемент, несвойственный как собственно Предуральскому прогибу, так и другим краевым прогибам древних платформ Уральского типа. Уникальность этой структуры объясняется ее формированием в результате наложения различно ориентированных структурных планов: пайхойского, северо-западного и уральского, северо-восточного [Тимонин, 1998]. Об этом, в частности, свидетельствует преобладание северо-западной ориентировки положительных и отрицательных структурных форм в его западной части и субмеридиональных, полярноуральских, в восточной части, прилегающей к Уралу. По сравнению с другими участкам прогиба Воркутское поднятие, расположенное на продолжении Собского поперечного поднятия Урала, занимает наиболее высокое гипсометрическое положение.

Внутренний борт Косью-Роговской впадины перекрыт надвинутой на нее Лемвинской шарьяжной пластиной или аллохтонным тектоническим покровом. Амплитуда горизонтального смещения пластины оценивается разными исследователями от 25 до 50 и более км [Дембовский, Беляков, 1978]. Строение Лемвинской пластины весьма сложно: она состоит из ряда чешуй, сочлененных по поверхностям надвигов, которые как правило смяты. Широким развитием пользуются надвиго-чешуйчатые дислокации различной амплитуды.

*Кортаихинская впадина* является сложно построенной структурной единицей Предновоземельского передового прогиба Урало-Новоземельской складчатой системы.

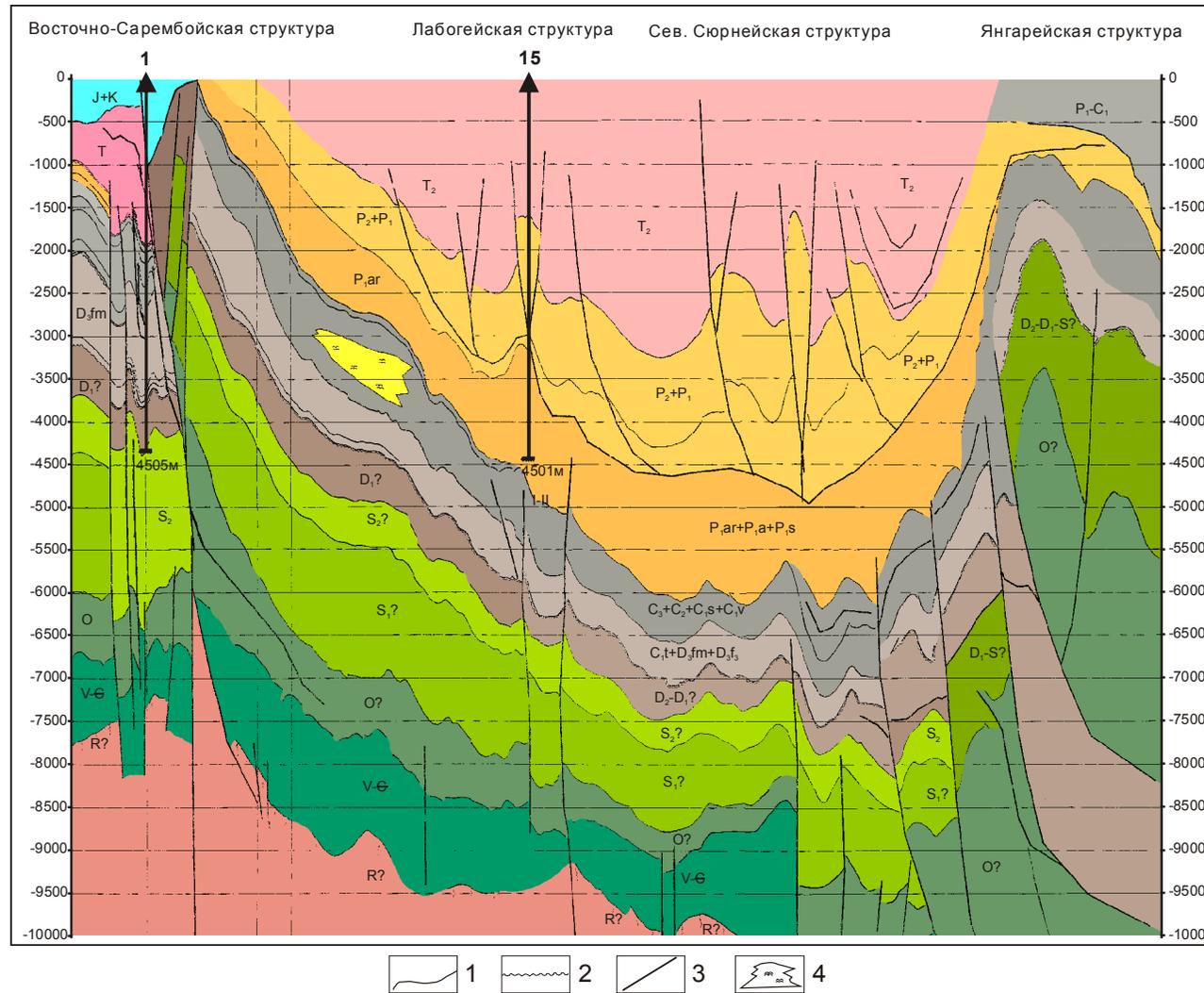
Впадина простирается в северо-западном направлении до 300 км на суше и продолжается в акваторию Печорского моря. С юго-востока впадина ограничена Уральской складчатой системой, а с северо-востока Пай-Хойским антиклинорием, входящим в состав Новоземельской складчатой системы. На юге впадина ограничена поднятием Чернова, являющегося структурой Предуральского краевого прогиба. Граница между Коротаихинской впадиной и Варандей-Адзвинской структурной зоной проходит по Вашуткино-Талотинскому надвигу, амплитуда которого составляет 2600-4000 м, а углы падения плоскости сместителя достигают 17-40°.

Фундамент в Коротаихинской впадине залегает на глубине от 8-9 км в юго-западной части до 10-14 км - в северо-восточной. Доордовикские образования слагающие байкальский фундамент изучены в обнажениях Пай-Хоя и Урала и представлены вулканопозднепротерозойского (кембрийского?) возраста. Осадочный чехол впадины выполнен преимущественно молласовыми образованиями триаса и перми, где мощность только триасовых отложений достигает в центральной части 3000 м (рис. 3).

Коротаихинская впадина имеет резко асимметричное строение: пологое юго-западное крыло моноклинально погружающееся в сторону осевой зоны, и крутое северо-восточное, осложненное рядом тектонических пластин, что позволяет разделить впадину на две зоны: внешнюю и внутреннюю.

Западная часть внешней зоны осложнена Вашуткино-Талотинской тектонической пластиной, перекрывающей погребенный Талотинский вал Варандей-Адзвинской структурной зоны. В восточной части этой зоны, на фоне моноклинального погружения осадочных толщ (по кровле карбонатов нижней перми), выделяется группа прерывистопологих складок, группируемых в Лабогейскую ступень.

Внешняя зона, занимает большую часть впадины; внутренняя, более узкая, протягивается вдоль Пай-Хоя и Урала в восточном направлении. Граница между внешней и внутренней зонами совпадает с зоной Бельковско-Щучьинского разлома глубокого заложения, который фиксируется по поверхности фундамента, а в осадочном чехле выражен системой взбросов с северо-восточным падением сместителей. По данным взбросов поверхность фундамента и кровля карбонатов испытывают подъем в направлении борта Пай-Хоя. Характерным является проявление складчатости и разрывных нарушений в терригенном комплексе при относительно спокойном залегании карбонатных отложений.



Условные обозначения: 1 - геологические границы; 2 - стратиграфическое несогласие; 3 - тектоническое нарушение; 4 - органогенные постройки

**Рис. 3. Сейсмогеологический профиль по линии РС-15**

Внутренняя зона Коротаихинской впадины характеризуется более сильной тектонической раздробленностью и дислоцированностью. Здесь в строении тектонических пластин принимают участие карбонатные доорогенные формации и выделены ***Сабриягинская и Пестанишорская складчато-надвиговые зоны***

По геофизическим данным в прибортовой зоне впадины установлены крупно амплитудные надвиги, по которым структуры Пай-Хоя надвинуты на внутреннее крыло впадины.

Результаты геофизических работ МОГТ в пределах припайхойского борта Коротаихинской впадины (Хайдаров, Орлянский) показали, что осадочный чехол разделен плоскостью надвига на автохтонную и аллохтонную части. Автохтон сложен, в основном, карбонатным комплексом и характеризуется спокойным слабодислоцированным залеганием пород. Аллохтон сложен карбонатным и верхним терригенным комплексами и характеризуется большей степенью дислоцированности пород по сравнению с автохтоном. Аллохтонная часть разреза осложнена разрывными нарушениями типа взбросо-надвиг, которые разбивают аллохтон на отдельные пластины («чешуи») своими корнями, прилегающими к плоскости надвига.

Все взбросо-надвиги имеют северо-западное простирание и падение плоскости сместителей на северо-восток. Часть пермских и триасовых отложений выведена на поверхность и размыта.

В настоящее время на территории Коротаихинской впадины пробурено 6 параметрических, две поисковые и несколько поисковых скважин на уголь ВК-1,2,3,4,5,11,12,14,15,16 и др. Наиболее глубокой скважиной (глубина 4507) является Пурсамыльская вскрывшая нижнекаменноугольные отложения. На Хавдейской структуре скважиной №1 были вскрыты силурийские отложения.

В результате бурения скважин было установлено отсутствие в разрезе отложений верхнего карбона, частично верхней перми, верхнего триаса, юры и мела.

### ***Предпосылки нефтегазоносности***

Перспективы нефтегазоносности Косью-Роговской впадины связаны, в основном, с тремя нефтегазоносными комплексами.

### ***Верхнеордовикско-нижнедевонский НГК***

Изученность данного комплекса весьма низкая, т.к. полностью он не вскрыт ни одной скважиной. Верхняя его часть вскрыта на Воркутской ступени и западном борту впадины.

Мощности комплекса измеряются несколькими километрами и достигают максимальных значений в центральной части впадины.

Большая часть разрез комплекса представлена проницаемыми породами, но коллекторские свойства их, как правило, низкие.

В пределах комплекса наиболее перспективными являются отложения ордовикского возраста на территории развития эвапоритовой покрышки в южной части Кочмесского НГР. В скважине №3-Кочмесская из межсолевых верхнеордовикских доломитов получен непромышленный приток газа.

Перспективы поисков залежей нефти в верхнесилурийских (гребенских) отложениях связаны с зонами трещиноватости на сводах структур и в приразломных зонах. Такие зоны обычно связаны с высокоамплитудными, тектоническими экранированными ловушками нередко в аллохтонном залегании (Хоседаюский вал). На Падимейской площади при проходке гребенских отложений наблюдались газопроявления. На Ярвожской площади в отложениях верхнего силура отмечены нефтепроявления в процессе бурения, а на Поварницкой и Кочмесской площади поднят нефтенасыщенный керн.

Нижнедевонские коллекторы хорошего качества отмечаются вдоль гряды Чернышева, там, где они выходят под региональную тиманско-саргаевскую покрышку. В скважине №21-Поварницкая  $K_{п}$  достигает 12,4%.

#### ***Доманиково-турнейский НГК***

Характерной особенностью комплекса является исключительное разнообразие слагающих его осадков, резкая изменчивость мощностей в разных структурно-фациальных зонах, различные условия осадконакопления.

В Косью-Роговской впадине и на ограничивающих ее поднятиях важными поисковыми объектами в верхнедевонских отложениях являются органогенные постройки, сформировавшиеся в области палеошельфа и его краевой зоны. К ним приурочены наиболее высокые коллекторы. В северной части прогиба в пределах доманиковой впадины также вероятны одиночные органогенные постройки, приуроченные к древним горстам.

Незначительные нефтепроявления в виде пленок нефти на буровом растворе и фильтрате, наблюдавшихся в процессе бурения и испытания скважин, установлены на Берганты-Мылькской, Верхнероговской площадях и на Падимейском месторождении.

#### ***Средневизейско-нижнепермский НГК***

Этот комплекс является наиболее перспективным объектом для поисков нефти и газа в Косью-Роговской впадине.

В отложениях комплекса выявлено большое количество нефтегазопроявлений различной интенсивности – от промышленных залежей нефти и газа до незначительных притоков, пленок нефти и пр., полученных в процессе бурения и испытания скважин. Непромышленные залежи газа на Лемвинской площади выявлены в отложениях протвинского горизонта серпуховского яруса нижнего карбона. Залежи УВ в отложениях среднекаменноугольного возраста открыты на Падимейском, Романъельском, Интинском и Кожимском месторождениях. Нефтегазопроявления в процессе бурения отмечены в Косью-Роговской впадине на Кочмесской и Поварницкой площадях, на Берганты-Мылькской площади поднят нефтенасыщенный керн. Покрышкой являются карбонатно-терригенные породы ассельско-сакмарского и артинского возрастов.

В пределах нижнепермского карбонатного подкомплеса залежи газа выявлены на Интинском и Кожимском месторождениях. Непромышленные притоки газа и нефти получены на Романъельском месторождении и Кочмесской площади из ассельско-сакмарских, а также из артинских отложений на Лемвинской площади.

Таким образом, в целом для Косью-Роговской впадины можно говорить о двух целевых нефтегазоносных комплексах, на изучение которых должно быть обращено внимание в первую очередь.

#### ***Кортаихинская впадина***

Слабая изученность впадины глубоким бурением не позволяет судить о диапазоне нефтегазоносности и о приоритетах нефтегазоносных комплексов для дальнейшего изучения.

#### ***Верхнеордовикско-нижнедевонский НГК***

Кровля отложений комплекса залегает на глубинах от 1,0 км во внешней зоне впадины, до 8 км – во внутренней. Нижнедевонские отложения были вскрыты только в одной скважине №1-Хавдейская на глубине – 2917 м. Представлены низкочемскими коллекторами и несогласно перекрываются песчано-глинистыми среднедевонскими отложениями, обладающими изолирующими свойствами. Верхнесилурийские отложения выполняют роль локальной полупокрышки, т.к. практически не содержат коллекторов. Эти отложения являются рассеивающей толщей для нижележащих отложений комплекса. Нефтепроявления были отмечены на Пай-Хое. При бурении скважины АД-2 глубиной 772,5 м в интервале 164,8-165,7 м были вскрыты девонские и силурийские мелкозернистые песчаники насыщенные нефтью. Незначительное содержание битумов установлено в образцах пород, отобранных из обнажения вблизи п.Амдерма.

Перспективы нефтегазоносности отложений комплекса незначительны и могут быть связаны главным образом с западным бортом впадины (Вашуткинско-Талотинский надвиг).

### ***Среднедевонско-нижнефранский НГК***

Среднедевонско-нижнефранский НГК представлен карбонатно-глинистыми отложениями верхней части среднего девона и верхнего девона - франского яруса. Глубина залегания подошвы доманикового горизонта изменяется от 1000-2800 м во внешней зоне и до 5000-6000 м в восточной части впадины – во внутренней зоне.

Отложения комплекса вскрыты в скважине №1-Хавдейская на глубине 2761 м. Среднедевонско-нижнефранские отложения в Коротаихинской впадине (по аналогии с Воркутским поперечным поднятием) предположительно обладают низкими коллекторскими свойствами, содержат зональные покрышки и локальные полупокрышки. Качество региональной покрышки будет ухудшаться на восток из-за высокой стадии катагенезиса до МК<sub>5</sub> в восточной части Коротаихинской впадины.

Для внешней зоны Коротаихинской впадины некоторый нефтепоисковый интерес могут представлять карбонатно-терригенные отложения тиманского горизонта, в основании которого могут иметь место прослои слабо проницаемых терригенных пород - алевролитов, глинистых известняков.

В целом, для поисков нефти и газа отложения комплекса в Коротаихинской впадине являются малоперспективными.

### ***Доманиково-турнейский НГК***

Кровля отложений комплекса залегает на глубинах от 2000 до 5000 м. Отложения вскрыты скважинах №1-Рифовая и №1-Хавдейская. Толщина отложений составляет от 200 м до 500 и более метров.

Отложения комплекса формировались преимущественно в мелководно-шельфовой зоне карбонатного осадконакопления, которая являлась единой для всей северо-восточной части ТПП. По данным сейсморазведочных исследований на северо-восточном склоне Вашуткинско-Талотинского надвига моноклинали и в пределах чешуйчато-надвиговой зоны вдоль северо-западного склона Пай-Хоя выделяются зоны рифовых построек в верхнедевонских и каменноугольных отложениях.

Характерной особенностью комплекса для Воркутского поперечного поднятия является исключительное разнообразие слагающих его осадков, резкая изменчивость толщин в разных структурно-фациальных зонах, различные условия осадконакопления.

В районах, где органогенные постройки не развиты, коллекторы связаны со слоистыми мелководно-шельфовыми известняками. Здесь возможно развитие трещиноватых проницаемых коллекторов. Это подтверждено опробованием доманиковых отложений на Южно-Степковожской площади, где выявлена залежь нефти.

Экранами залежей могут служить зонально и локально распространенные слои плотных и глинистых известняков и мергелей внутри НГК.

В пределах юго-западного борта Коротаихинской впадины сейсмическими исследованиями выявлены пять регрессивных циклов рифообразования: три позднефранского и два позднефаменского возраста. В пределах каждого из них возможно развитие рифовых тел различного генезиса.

Таким образом, в пределах Коротаихинской впадины в франско-фаменских отложениях возможно наличие пластов-коллекторов со средними фильтрационно-емкостными (проницаемость 10-100, пористость 10-15%) свойствами и при наличии локальных покрышек эти отложения будут являться перспективными для поисков нефти и газа.

Перспективы связаны с прибортовыми зонами Коротаихинской впадины, в которых возможно найдут продолжение зоны органогенных построек прилегающих районов.

#### ***Средневизейско-нижнепермский НГК***

В Коротаихинской впадине средневизейско-нижнепермский карбонатный НГК залегает на глубинах от 900 м (скважина №1-Хавдейская) до 4000 м (автохтон, скважина №1-Пурсамыльская). Вскрытая мощность комплекса составляет 1500 м. 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. Бурением установлено отсутствие отложений позднекаменноугольного возраста.

В скважине №1-Рифовая кровля карбонатов вскрыта на глубине 1820 м. Из каменноугольных известняков при опробовании получены притоки воды дебитом 650-780 м<sup>3</sup>/сут. Карбонатная толща в районе скважины №1-Рифовая, перекрывается с большим стратиграфическим перерывом, нижнепермскими преимущественно глинистыми отложениями, обладающими хорошими экранирующими свойствами. Экранирующие свойства покрышки улучшаются в южном и восточном направлениях (в сторону скважин ВК-1,14 и №15-Лабогейская).

Для каменноугольных отложений характерны, главным образом, низко- и среднеемкие коллекторы, обладающие достаточно высокими ФЕС: проницаемость до 10-100 МД, пористость до 10-15%.

Нижнепермские ассельско-сакмарские отложения (сезымская свита) обладают низкими коллекторскими свойствами. Они являются зональной полупокрышкой для нижележащих отложений. Региональной покрышкой для комплекса являются глины кунгурского возраста. В Коротаихинской впадине из-за высокой степени катагенеза пород наблюдается ухудшение качества покрышки.

В скважине ВК-1, расположенной в пределах южной части Вашуткинской моноклинали, в органогенных известняках серпуховского, московского и башкирского ярусов выявлены высокопористые разности. В нижней части породы по трещинам насыщены смолистым битуминозным веществом. В скважине №1-Хавдейская при опробовании нижнекаменноугольных (визейский ярус) отложений испытателем пластов в интервале 2024-2139 м за 40 минут получено 1,1 м<sup>3</sup> легкой разгазированной нефти.

Отмечено насыщение битумом нижнекаменноугольных известняков в устье р.Талота. Это свидетельствует о том, что нефтенасыщение в каменноугольных известняках имеется как в западной, так и северо-восточной частях Коротаихинской впадины.

В скважине №2-Западно-Коротаихинская в отложениях среднего карбона выявлены высокые пласты-коллекторы (зоны полного поглощения промывочной жидкости).

По данным МОГТ в центральной части впадины (район Одинокского вала) в северо-восточном направлении проходит глубоководный склон карбонатной платформы каменноугольного возраста и, следовательно, в мелководно-шельфовой части можно предположить наличие органогенных построек (район Северо-Сюрнейской структуры).

Таким образом, учитывая нефтегазоносность разреза, а также достаточно высокие ФЕС в органогенных известняках ниже-среднекаменноугольного возраста, наличие покрышек зональных, локальных и региональных, можно прогнозировать развитие зон нефтегазонакопления в данном комплексе. Перспективные зоны нефтегазонакопления приурочены к валам, антиклиналям зонам и прибортовым частям Коротаихинской впадины, где породы комплекса залегают на глубинах доступных для бурения.

Большой интерес для поисков залежей УВ представляют Сабриягинская и Пестаншорская складчато-надвиговые зоны, в которых выявлены надвиговые структурные ловушки большой площади и амплитуды. Первоочередной интерес в этом районе представляют Янгарейская и Верхнеянгарейская структуры, Сабриягинская и Западно-Сабриягинская структуры.

***Верхнеартинско-кунгурский, верхнепермский и триасовый НГК***

Коллекторами в данных комплексах являются в основном полимиктовые разномерные песчаники, для которых характерна резкая латеральная и вертикальная литологическая изменчивость. Пористость коллектора 1-10% и более, проницаемость составляет доли мД. Существенную роль играет трещинная пористость.

Экраном для возможных залежей УВ является глинистая пачка в нижней части разреза верхней перми. При испытании верхнепермских пород на Рифовой площади (скв. №2) получен приток пластовой воды дебитом 850 м<sup>3</sup>/сут.

В скважине ВК-1 на глубинах 800-1000 м выделено по керну 10 нефтенасыщенных пластов-коллекторов, в скважине ВК-14- 5 пластов. В результате бурения глубоких скважин №1-Пурсамыльская, №№1,14-ВК, №15-Лабогейская, №1-Коротаихинская установлены нефтегазопроявления в пермских отложениях в виде выпотов нефти, небольших притоков газа и битумо- и нефтенасыщенные песчаников.

В триасовых отложениях в Коротаихинской впадине по данным глубокого бурения нефтепроявления установлены в скважине ВК-14, где в подбазальтовой глинистой толще в керне наблюдались примазки нефти.

В целом, для верхнепермско-триасовой части разреза характерно мозаичное развитие коллекторов по площади и разрезу, невыдержанность пластов по простиранию и отсутствие региональных и зональных покрышек, здесь будут распространены главным образом литологические ловушки УВ. Для выявления закономерности в их распространении необходимы многочисленные скважины, что отодвигает их изучение на второй план.

Таким образом, основные перспективы нефтегазоносности Коротаихинской впадины связаны, главным образом, с карбонатными средневизейско-нижнепермским НГК в зонах доступных для бурения и приуроченных к западному и восточному борту впадины и с терригенными триасовыми и верхнепермскими породами в центральной части впадины.

В северо-западной части впадины в пределах Вашуткинской моноклинали перспективы поисков углеводородов связываются с карбонатным каменноугольно-верхнедевонским НГК. Коллекторы приурочены к рифовым карбонатным массивам в девоне и зонам выщелачивания в карбоне. Изолированы они в верхней части мощными толщами глинистых пород сезымской свиты и гусиной свиты нижней перми. Изоляция их улучшается в южном и юго-восточном направлениях, так как близость к зоне Вашуткинского-Талотинского надвига, где эти отложения выходят под четвертичные, увеличивает возможность разрушения

залежей, о чем свидетельствует месторождение битумов в каменноугольных отложениях на Синькином носу.

В центральной части впадины (скважины №15-Лабогейская, №1-Пурсамыльская, №1-Каротаиха) перспективы для поисков углеводородов связаны с терригенным пермско-триасовым комплексом пород, в котором залежи углеводородов могут быть связаны с литологическими ловушками, приуроченным к многочисленным пластам песчаников (Одиндокская, Сюрнейская, Лекшорская, Нижнесарембойская структуры).

Учитывая высокую степень катагенеза пород осадочного чехла, большие глубины залегания отложений перспективных комплексов особенно в центральной части впадины, а также получения непромышленных притоков газа из нижнепермских отложений на Пурсамыльской площади прогнозируется преимущественно газовый состав прогнозируемых залежей. Однако нельзя полностью исключать и возможность обнаружения нефтяных залежей, что подтверждается притоками нефти полученных из визейских известняков на Хавдейской площади и из нижнепермских отложений в скважинах ВК-1,14.

Нефтепроизводящими могут быть глинистые отложения нижнепермского возраста, так как по степени катагенеза органического вещества аргиллиты интинской свиты в скв.100-Гусиная находятся в условиях мезокатагенеза (МК<sub>2</sub>-МК<sub>3-4</sub>). Можно предположить, что нижнепермские отложения в Коротаихинской впадине могли генерировать нефть, которая мигрировала и аккумулировалась в наиболее приподнятых участках территории (восточная часть) Коротаихинской впадины (Янгарейская, Верхнеянгарейская структуры).

### ***Программа изучения***

Программа региональных работ, инициированная ВНИГРИ в 2004-2005 гг., в качестве первого шага регионального доизучения Коротаихинской впадины предусматривала проведение регионального сейсмопрофилирования протяженностью 500 пог. км. Была оптимизирована сеть из 3-х профилей, наиболее информативных для получения новой геологической информации, в центральной части впадины с СЗ на ЮВ, соединяющего район Одиндокского вала (с выходом на скважину №100-Гусиная) с «подготовленными» методами МОВ в конце 1970-х гг. структурами Одиндокской, Северо-Одиндокской по горизонтам перми и триаса, и Северо-Сюрнейской и Сюрнейской структур, выявленных по горизонтам перми, карбона и девона, с привязкой к ранее выполненным по каркасной сети сейсмопрофилей работам (рассечка вкрест Одиндокского вала – профиль 04-РС) с районом

Верхневоркутской зоны дислокаций с пробуренными ранее скважинами Пурсамыльской и Кортаихинской.

Программу работ, предложенную ВНИГРИ поддержали как научно-исследовательские организации - Тимано-Печорский научно-исследовательский центр (с акцентом на работы по территории Республике Коми), ВНИГНИ (при экспертизе предложений проведения ГРП за счет бюджета), так и Департамент по недропользованию по СЗФО и Роснедра, которые включили первоочередной объект в план финансирования за счет средств бюджета. Региональные работы по сейсмическому профилированию в Кортаихинской впадине за счет средств бюджета ведутся силами ОАО «Нарьян-Марсейсморазведка» и будут завершены в 2009 г.

В настоящее время оценка прогнозных ресурсов полностью базируется на внешних аналогиях (в первую очередь с Косью-Роговской впадиной, а также Варандей-Адзвинской структурной зоной), имеющих весьма значительные отличия от Кортаихинской впадины по геологическому строению: как по разрезу, так и в тектоническом отношении.

На протяжении последних 20 лет ведутся активные споры о предполагаемом фазовом составе углеводородов в Кортаихинской впадине (от преимущественно нефтеносной до сугубо газоносной), и наиболее перспективных комплексах (от преимущественно приуроченных к пермским и триасовым терригенным отложениям до пермско-каменноугольных и верхнедевонских карбонатных).

Неизменной на протяжении последних четырех (проводимых приблизительно один раз в пять лет) количественных оценок прогнозных ресурсов Кортаихинская впадина относилась к числу наиболее перспективных районов Предуралья не только на территории Ненецкого автономного округа, но и Республики Коми. Ограниченный объем исследований, выполненных ранее на территории Кортаихинской впадины, был приурочен преимущественно к Верхневоркутской зоне дислокаций и к западным районам ее сочленения с Вашуткинско-Талотинской зоной надвигов, т.е. в пределах разрозненных элементов и не позволил получить ответа на принципиально важные вопросы выявления перспективных комплексов и районов концентрации поисковых работ.

Безусловно, одним из важнейших элементов изучения Кортаихинской впадины, отличающейся крайне сложным строением, было бы бурение параметрической скважины, позволяющей установить взаимоотношения между основными структурно-формационными комплексами, оценить природные резервуары углеводородов, получить геохимическую

характеристику разреза и наметить пути дальнейшего изучения крупного структурного элемента.

По мнению исследователей ВНИГРИ выбор первоочередных объектов изучения и места заложения первоочередной параметрической скважины целесообразно базировать на концепции выделения зон нефтегазонакопления [Прищепа, 2008а, 2008б]. В соответствии с ней в крайней северо-восточной части Коротаихинской впадины выделяется Янгарейская зона смешанного нефтегазонакопления, как одна из наиболее значимых на этой перспективной территории. Зона имеет двухслойное строение. Она прослеживается в верхнефранских отложениях доманиково-турнейского НГК, перекрытых визейской покрывкой и среднекаменноугольных отложениях верхневизейско-нижнепермского НГК, перекрытых внутриформационной нижнепермской покрывкой.

Предполагаемая степень катагенеза доманиковых отложений оценивается в диапазоне МК<sub>4</sub>-АК. В зоне прогнозируется выявление как нефтегазовых, так и газовых залежей.

Янгарейская ЗНГН в тектоническом отношении приурочена к внутреннему борту Коротаихинской впадины и имеет сложное складчато-надвиговое строение. Внутренняя зона Коротаихинской впадины характеризуется сильной тектонической раздробленностью и дислоцированностью. Здесь в строении тектонических пластин принимают участие карбонатные доорогенные формации и выделены *Сабриягинская и Пестанишорская складчато-надвиговые зоны*. По геофизическим данным в прибортовой зоне впадины установлены крупноамплитудные надвиги, по которым структуры Пай-Хоя надвинуты на внутреннее крыло впадины.

В границах Янгарейской ЗНГН установлены четыре локальные структуры. В фонде выявленных числятся Сабриягинская (выявлена в 1975 г.), Янгарейская и Верхнеянгарейская (выявлены в 1989 г.) и одна структура Васьягинская намечена сейсморазведочными работами 1989 г. Во ВНИГРИ выполнена оценка ресурсов кат. Д<sub>1</sub>+Д<sub>2</sub>лок., которые по нефти составили 6,150 млн.т в верхнедевонских отложениях и 22,8 млн.т в каменноугольно-нижнепермских карбонатных отложениях; по свободному газу категории Д<sub>2</sub> в среднекаменноугольных отложениях - 15,127 млрд.м<sup>3</sup>.

Во ВНИГРИ разработана программа изучения Коротаихинской впадины, которая предполагает последовательное изучение и дальнейшее вовлечение в освоение за счет средств недропользователей большей части перспективной территории. В качестве следующего шага после проведения и обобщения региональных сейсморазведочных исследований **предлагается включить в программу работ за счет средств бюджета (на**

2009-2010 гг.) бурение Янгарейской параметрической скважины №1 для оценки перспектив нефтегазоносности внутренней (Припайхойской) зоны.

Бурение параметрической скважины №1-Янгарейская (Верхнеянгарейская) проектной глубиной 5000 м (со вскрытием отложений верхнего девона) планируется в Сабриягинской складчато-чешуйчатой зоне в своде Янгарейской структуры на пересечении сейсмических профилей 20688-06 и 20892-14РС или Верхнеянгарейской недоизученной структуры – 20688-01, пк 260 в 3 км к ЮВ от пр. 20892-04РСЦ).

Местоположение скважины будет уточнено по результатам региональных сейсморазведочных работ.

Значительные размеры Янгарейской структуры и глубины залегания перспективных горизонтов, доступные бурению, дают основание говорить о целесообразности постановки бурения на этом объекте.

Бурение скважины позволит выяснить литолого-стратиграфическую и скоростную характеристику разреза, осуществить привязку отражающих горизонтов, изучить коллекторские и экранирующие свойства пород разреза скважины, наметить перспективы нефтегазоносности прибортовой (Припайхойской) зоны Коротаихинской впадины.

В 2008 г. силами ВНИГРИ были организованы полевые работы, направленные, в первую очередь, на уточнение стратификации, полноты разреза и геохимического положения района, максимально приближенного к Янгарейской перспективной зоне нефтегазонакопления. Полученные геологические материалы в совокупности с материалами сейсморазведочных региональных работ, которые будут завершены в начале 2009 г., позволят более аргументировано принять решение как о выборе первоочередного объекта для бурения параметрической скважины, так и в целом оценить перспективы нефтегазоносности Коротаихинской впадины.

Проведение сейсморазведочных работ в совокупности с бурением параметрической скважины позволит уже в ближайшие 2-3 года оценить перспективы нового крупного направления геологоразведочных работ на нефть и газ в Тимано-Печорской провинции, которое в относительно недалекой перспективе может стать предметом активного лицензирования и расширения сырьевой базы нефтегазодобычи в регионе.

Предварительная оценка прогнозных ресурсов нефти и газа в пределах внутренней и прибортовой частях Коротаихинской впадины варьирует до 160 млн.т. нефти и до 240 млрд.м<sup>3</sup> газа, что в условиях Тимано-Печорской провинции, безусловно, можно рассматривать как одно из важнейших новых направлений геологоразведочных работ.

### Литература

Долгосрочная государственная программа изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы России на основе баланса потребления и воспроизводства минерального сырья *с изменениями и дополнениями в соответствии с приказом МПР России 08.02.2006 № 16*. - М.: МПР России, 2006. - 132 с.

*Дембовский Б.Я., Беляков Л.Н.* Новые представления о строении Лемвинского аллохтона на Полярном Урале и перспективы района на полезные ископаемые // *Общая и региональная геология; геологическое картирование*. - М., 1978. - Вып. 7. С. 11-18.

Основные положения Программы комплексного освоения ресурсов углеводородного сырья Северо-Западного региона России до 2020 года / М.Д. Белонин, О.М. Прищепина и др. - СПб.: ВНИГРИ, 2005. - 116 с.

*Прищепина О.М.* Зоны нефтегазоаккумуляции – методические подходы к их выделению, обеспечивающие современное решение задач отрасли // *Нефтегазовая геология. Теория и практика: электрон. журнал*, 2008а. - <http://www.ngtp.ru/rub/12/14> 2008.pdf.

*Прищепина О.М.* Новые подходы к выделению зон нефтегазоаккумуляции // *Теория и практика нефтегеологического районирования*. – СПб.: ВНИГРИ, 2008б. – С. 77-99.

*Прищепина О.М., Григорьев Г.А.* Оптимизация региональных и поисковых геологоразведочных работ как механизм эффективного взаимодействия государства и компаний по воспроизводству запасов нефти и газа // *Минеральные ресурсы России. Экономика и управление*. - 2007, №3. - С. 50-66.

*Прищепина О.М., Орлова Л.А.* Состояние сырьевой базы углеводородов и перспективы ее освоения на северо-западе России // *Нефтегазовая геология. Теория и практика: электрон. журнал*, 2007. - <http://www.ngtp.ru/rub/6/005.pdf>.

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

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

**Рецензент:** Окнова Нина Сергеевна, доктор геолого-минералогических наук

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

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

## **DIRECTIONS OF EXPLORATION FOR OIL AND GAS IN THE NORTH-EASTERN PART OF THE TIMAN-PECHORA PETROLEUM PROVINCE**

*Preparation to licensing the new prospective for oil and gas directions of exploration is carried out at the expense of regional works conducted on budget money. The efficiency of regional works must be determined by demands for licenses on corresponding objects and total exploration directions. In the northern part of the Timan-Pechora petroleum province a share of explored reserves of ultimate potential resources is less than 50%. At the same time all its central parts are licensed and they don't provide the necessary level of renewal of hydrocarbon reserves. On the basis of generalizing geological-geophysical materials, the petroleum prospects of the Kosyu-Rogovsk and Korotaikhinsk depressions are considered; the program of exploration in their limits is proposed. Conducting seismic exploration and also drilling a stratigraphical well will allow estimating the prospects of the new important direction of exploration for oil and gas in the Timan-Pechora province already in the nearest future. It may become the object of active licensing and widening the oil and gas production base in the region.*

**Key words:** regional exploration, prospects for oil and gas, stratigraphical well, Kosyu-Rogovsk and Korotaikhinsk depressions, Preduralian and Prednovozemelsk troughs.

### **References**

Long-term state program of studying the subsurface resources and the renewal of mineral base of Russia on the basis of balance of mineral raw material consumption and renewal *with changes and additions in accordance with the order of the MPR Russia of 08.02.2006 №16*. – M.: MPR Russia, 2006. – 132 p.

*Dembovsky B.Ya., Belyakov L.N.* Present view of structure of the Lemvinsky allochthone in Arctic Urals and district prospects for useful minerals // General and regional geology; geologic mapping. – M., 1978. – Issue 7, p. 11-18.

Basic concepts of Program of complex developing hydrocarbon resources in the Russia North-Western region until 2020 / M.D. Belonin, O.M. Prischepa and others. – SPb.: VNIGRI, 2005. – 116 p.

*Prischepa O.M.* Zones of oil-gas accumulation – methodical approaches to their establishment for modern solving the tasks of the branch 0420800064/0025 // Neftegasovaâ geologiâ. Teoriâ i praktika, 2008a. - [http://www.ngtp.ru/rub/12/14\\_2008.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/12/14_2008.pdf)

*Prischepa O.M., Grigoriev G.A.* The optimization of regional and exploration works as a mechanism of the effective interaction between the state and companies engaged in the renewal of crude oil and natural gas reserves // Mineral resources of Russia. Economics and management. – 2007, №3. – P.50-66.

*Prischepa O.M., Orlova L.A.* State of the hydrocarbon resource base and prospects of its development in the North-West of Russia // Neftegasovaâ geologiâ. Teoriâ i praktika, 2007 - <http://www.ngtp.ru/rub/6/005.pdf>

Timan-Pechora province: geological structure, petroleum potential and prospects of development / M.D. Belonin and others. – SPb.: Nedra, 2004. – 396 p.

*Timonin N.I.* Pechora plate: history of geological development in the Phanerozoic. – Ekaterinburg: UrO RAN, 1998. - 240 p.