

**Куранов А.В.**ООО «Тимано-Печорский Научно-исследовательский Центр» (ООО «ТП НИЦ»), Ухта, Россия, [av.kuranov@tpnic.ru](mailto:av.kuranov@tpnic.ru)

## **НЕВОСТРЕБОВАННЫЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ ОБЪЕКТЫ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ, ИХ УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ И ПЕРСПЕКТИВЫ ВОВЛЕЧЕНИЯ В ОСВОЕНИЕ**

*В Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции значительное количество установленных нефтегазовых объектов сегодня не вовлечено ни в геологоразведочный процесс, ни в освоение. Такие объекты можно объединить в категорию не востребуемых. К ним отнесены как уже выявленные залежи, возможности доизучения и освоения которых ограничены из-за различного рода неблагоприятных факторов (геологических, экономических, технологических, экологических), так и перспективные объекты в зонах нефтегазонакопления, ресурсная оценка которых затруднена из-за недостаточных, либо некондиционных сведений об их геологическом строении, а также устоявшихся негативных представлений. Обоснованы перспективы нефтегазоносности, приводится систематизация не востребуемых нефтегазовых объектов, разработаны подходы к количественной оценке их ресурсов. Установлено, что включение в геологоразведочный процесс не востребуемых перспективных объектов позволит существенно увеличить минерально-сырьевую базу углеводородного сырья провинции.*

**Ключевые слова:** нефть, газ, не востребуемые нефтегазовые объекты, ресурсы.

Проблема восполнения минерально-сырьевой базы Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПП) стоит достаточно остро, что во многом обусловлено высокой изученностью и продолжительной историей ее освоения.

В ТПП пробурено более пяти тысяч опорных, параметрических, поисковых (поисково-оценочных), разведочных и структурно-поисковых скважин на нефть и газ, были открыты сотни нефтяных и газовых месторождений, из недр провинции добыто более 0,7 млрд. т нефти и более 0,4 трлн. м<sup>3</sup> свободного газа. Средняя изученность сейсморазведкой составляет около 1 пог. км/км<sup>2</sup>, изученность бурением – 29,1 м/км<sup>2</sup>.

Анализ динамики изменения структуры начальных суммарных ресурсов (НСР) углеводородного сырья ТПП показывает, что объемы ежегодной добычи не компенсируются в достаточной мере приростом промышленных запасов нефти и газа. В последние годы коэффициент восполнения добычи запасами ниже оптимального как в Республике Коми [Желудова, Куранов, Зегер, 2013], так и в Ненецком автономном округе [Цыбин, 2012], и этот факт в условиях падающей добычи углеводородного сырья в ТПП является весьма тревожным.

Разведанность НСР углеводородного сырья ТПП с учетом запасов категории С<sub>2</sub> составляет около 44% (из них порядка трети составляет добыча, чуть меньше половины – промышленные запасы, остальное – запасы категории С<sub>2</sub>). При этом, несмотря на довольно значительную величину остаточных запасов, лишь около 30% их относится к активным. Остальные же относятся к запасам, трудноизвлекаемым традиционными методами. Ресурсы категории С<sub>3</sub> (ближайший резерв для восполнения запасов) составляют около 8% от НСР и этого явно недостаточно. Наиболее крупные месторождения нефти и газа в ТПП уже открыты, практически все структурные элементы, с которыми связаны крупные ловушки, опойсканы, а значительная часть «базовых» месторождений находится на стадии падающей добычи.

Наметившиеся тенденции «угасания» резервов восполнения минерально-сырьевой базы углеводородного сырья [Куранов и др., 2014] неоспоримо указывают на то, что геологоразведочная отрасль остро нуждается в новых трендах для осуществления комплекса геологоразведочных работ (ГРР) с целью поиска залежей углеводородного сырья. Одной из важных текущих задач геологоразведочной отрасли является выявление и оконтуривание новых объектов, которые позволили бы в средне- и долгосрочной перспективе компенсировать добычу сырьевой базы. Для чего необходимо обосновать их перспективы и выполнить количественную оценку, что позволит провести их дифференциацию и впоследствии привлечь к новым лицензионным участкам компании-недропользователи.

В соответствии со стадийностью геологоразведочного процесса как непрерывной совокупности действий, направленной на освоение недр и разделяемой на этапы и стадии [Временное положение..., 2001], изучение и освоение перспективных территорий должно вестись поэтапно в направлении от уже изученных литолого-фациальных комплексов и территорий (зон нефтегазонакопления (ЗНГН)) к менее изученным. И вполне очевидным является тот факт, что при достаточно высокой изученности ТПП различные ее территории находятся на разных стадиях и даже на разных этапах изучения. Так, если, например, месторождения Колвинского мегавала или вала Гамбурцева, которые находятся в эксплуатации уже довольно продолжительное время, относятся к хорошо изученным территориям ТПП, то Кортаихинская впадина, Западный Урал и северная часть Ижма-Печорской впадины находятся на региональном этапе изучения. Однако, даже те районы, в которых в течение некоторого времени разрабатываются месторождения углеводородного сырья, часто изучены весьма неравномерно. В качестве примера можно привести западную часть Ярейюского нефтегазоносного района (НГР), где установлено несколько месторождений нефти и газа с залежами в отложениях триаса и перми – карбона (Ярейюское, Хыльчюское, Южно-Хыльчюское). В то же время весьма перспективные терригенные

отложения среднего девона – нижнего франа здесь практически не изучены, хотя в непосредственной близости в пределах этого же НГР в рамках единого нефтегазоносного комплекса (НГК) открыто месторождение им. Ю. Россихина. Очевидно, объекты в терригенных отложениях среднедевонско-франского НГК Ярейюского НГР в настоящее время не востребованы по ряду причин: достаточно большие глубины залегания, неоднозначность оценок перспектив нефтегазоносности, а также высокая обеспеченность недропользователей менее затратной для освоения ресурсной базой на ближайшее время. Все эти факторы не вызывают необходимости проводить дополнительные ГРП на глубокопогруженные горизонты, которые остаются невостребованным резервом на будущее.

В качестве другого примера можно привести терригенный нижнеордовикский НГК, перспективы которого пока до конца не выяснены. Распространен этот комплекс почти на всей территории ТПП, в его разрезе отмечались нефтегазопроявления, при опробовании и испытании скважин были получены пленки нефти с минеральной водой [Сенин, Куранов, Кутлинский, 2012], однако количественно ресурсы углеводородного сырья данного комплекса не оценивались [Куранов и др., 2004]. Причиной тому были сложившиеся негативные представления о его перспективах, которые полностью исключали комплекс из сферы интересов недропользователей. Количественная оценка НСР углеводородного сырья этого НГК была проведена только в 2012 году при осуществлении работ по уточнению количественной оценки Республики Коми и ТПП в целом [Прищепа, Отмас, Куранов, 2012; Куранов и др., 2013].

Значительное количество перспективных нефтегазовых объектов в ТПП сегодня не вовлечены ни в геологоразведочный процесс, ни в освоение. Такие объекты можно объединить в категорию невостребованных. К ним отнесены как уже выявленные залежи, возможности доизучения и освоения которых ограничены из-за различного рода негативных факторов (геологических экономических, технологических, экологических) [Прищепа, 2009; Прищепа, Халимов, 2011], так и перспективные объекты в ЗНГН, оценка которых затруднена из-за недостаточности, либо некондиционных сведений об их геологическом строении, а также устоявшихся негативных представлений. В работе А.А. Ледовских и др. [Ледовских и др., 2009] к невостребованным отнесены «запасы и ресурсы углеводородного сырья, изучение и освоение которых технически и технологически затруднено, географически и экологически ограничено, экономически нецелесообразно при сложившейся конъюнктуре рынка и уровне научно-технического развития нефтегазового комплекса».

Таким образом, в силу неравномерности изученности, сложившихся представлений о перспективах и высоких геологических рисков, в ТПП отмечается наличие значительного количества невостребованных перспективных объектов, требующих (для активизации в их

пределах работ) обоснования перспектив, оценки углеводородного потенциала, разработки рекомендаций на проведение комплекса ГРП, расчета возможного прироста запасов и оценки инвестиционной привлекательности. Указанные задачи решаются при комплексном обобщении геолого-геофизических материалов, полученных в результате проведения ГРП в ТПП. Комплекс исследований включал в себя:

- анализ результатов ГРП, проведенных в ТПП – сейсморазведки и поисково-разведочного бурения (результатов опробования скважин в открытом стволе и испытания в эксплуатационной колонне, результатов интерпретации материалов ГИС, лабораторных исследования керна и пластовых флюидов и т.д.);
- анализ состояния изученности исследуемых территорий геофизическими методами и бурением;
- анализ установленной нефтегазоносности разреза осадочного чехла;
- анализ строения природных резервуаров наиболее перспективных частей разреза осадочного чехла, распространения коллекторов, флюидоупоров и полупроводящих толщ в разрезе и по площади;
- структурно-тектонический анализ строения территории по опорным горизонтам;
- определение перспектив НГК;
- анализ состояния фонда локальных нефтегазоперспективных структур;
- разработка понятийной базы;
- классификация невогребованных объектов по комплексу выбранных критериев;
- выявление невогребованных нефтегазовых объектов;
- проведение количественной оценки НСР углеводородного сырья невогребованных перспективных объектов;
- разработка рекомендаций на проведение комплекса ГРП в пределах каждого объекта;
- расчет возможного прироста запасов углеводородного сырья на невогребованных объектах ТПП после проведения предложенного комплекса ГРП.

Для определения рассматриваемых типов невогребованных объектов наиболее целесообразно разделять их на объекты с невогребованными запасами [Прищепа, 2009] и невогребованные перспективные нефтегазовые объекты (с ресурсами углеводородов). И если первым уделено определенное внимание (на уровне стратегических документов они рассматриваются в качестве отдаленного резерва развития добычи), то вторые бессистемно объединяются в разноплановые группы перспективных объектов часто без должного внимания.

Разработана классификация невогребованных объектов ТПП. По изученности минерально-ресурсной базы углеводородного сырья выделены **два класса**

не востребуемых нефтегазовых объектов ТПП: не востребуемые объекты разработки и не востребуемые перспективные объекты. Каждый класс, в свою очередь, подразделяется на группы, выделяемые по существенным признакам.

**I класс. Не востребуемые объекты разработки.** Это залежи (месторождения), учтенные Государственным балансом, но не введенные в разработку по различным причинам. Этот класс не востребуемых объектов делится на две группы.

*1 группа.* Объекты (залежи), учтенные Госбалансом РФ, расположенные на разрабатываемых месторождениях, но не введенные в разработку из-за незначительных запасов, низких дебитов, трудноизвлекаемых пластовых флюидов или сложного геологического строения. Примерами могут служить залежи в трещинных коллекторах верхнего ордовика Среднемакарихинского месторождения, сирачойских отложениях Верхнегрубешорского месторождения.

*2 группа.* Объекты (залежи), учтенные Госбалансом РФ, расположены на неразрабатываемых месторождениях, которые не были введены в разработку по различным причинам, например, из-за удаленности от имеющейся инфраструктуры. Примером может служить группа газовых месторождений южной части Верхнепечорской впадины: Курьинское, Патраковское, Рассохинское и Анельское, нефтяное Таркское месторождение, расположенное на о. Колгуев.

**II класс. Не востребуемые перспективные объекты.** Это ЗНГН или НГК или подкомплексы (НГПК) в осадочном чехле, количественная оценка нефтегазоносности которых затруднена из-за недостаточных либо некондиционных сведений об их геологическом строении, а возможности изучения ограничены из-за различного рода неблагоприятных факторов (геолого-экономических, технологических, экологических) и сложившихся представлений. Не востребуемые перспективные объекты существенно отличаются как по крупности (могут быть регионального или субрегионального уровня, зонального), так и стадии (этапу) изученности.

Этот класс не востребуемых объектов также делится на две группы.

*1 группа. Не востребуемые (нецелевые) комплексы (либо их части) территорий ТПП,* ранее считавшиеся бесперспективными либо малоперспективными.

К этой группе не востребуемых объектов относятся:

1. отложения нижнеордовикского терригенного НГК Ижма-Печорской, Тиманской и Хорейверской нефтегазоносной области (НГО);

2. верхнесилурийские карбонатные отложения (часть среднеордовикско-нижнедевонского НГК) Лайско-Лодминского НГР Печоро-Колвинской НГО;

3. верхнеордовикские карбонатные отложения (часть среднеордовикско-нижнедевонского НГК) Коллависовского НГР Хорейверской НГО;

4. нижнепермские карбонатные отложения (часть верхневизейско-нижнепермского НГК) Сарембой-Леккейягинского НГР Варандей-Адзвинской НГО;

5. нижнепермские терригенные отложения Северо-Предуральской НГО.

*2 группа. Зональные нефтегазоперспективные объекты* территорий ТПП с различной степенью изученности.

«Зональный нефтегазоперспективный объект» - это синоним понятия «ЗНГН». ЗНГН - это система генетически сходных ловушек в разрезе осадочного чехла [Куранов, 1999], приуроченных, как правило, к одному элементу нефтегазогеологического районирования II порядка и характеризующихся схожими условиями аккумуляции углеводородов. ЗНГН могут выделяться в рамках одного НГК либо могут быть «сквозными» (выделяться по всему разрезу осадочного чехла.)

К этой группе невостробованных объектов относятся:

1. Нерутинская зона ЗНГН;
2. Верхнехарицкая ЗНГН;
3. Ярейюская ЗНГН;
4. Талотинская зона нефтенакопления (ЗНН);
5. Верхнеадзвинская ЗНН;
6. Восточно-Кортаихинская ЗНГН;
7. Северо-Хоседаюская ЗНН;
8. Восточно-Лемвинская зона газонакопления (ЗГН);
9. Щугорско-Кырташорская ЗГН;
10. Печоро-Сыпучинская ЗГН.

Проведена количественная оценка ресурсов углеводородного сырья, на ее базе определены территории наиболее привлекательные с точки зрения поиска новых залежей и последующего вовлечения их в освоение. Схема размещения зональных нефтегазоперспективных объектов приведена на рис. 1 (нефтегазогеологическое районирование ТПП приведено по [Прищепа и др., 2011]).



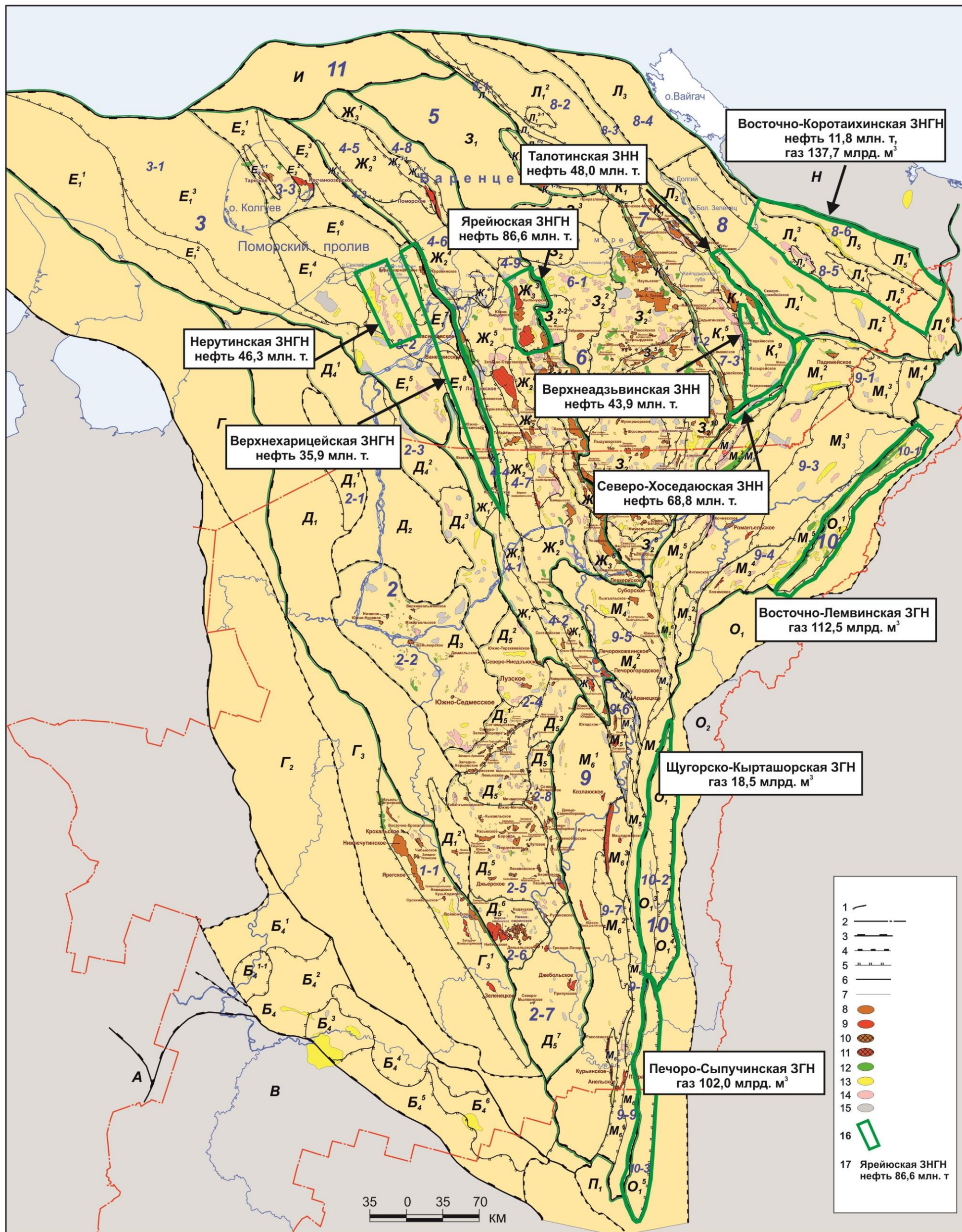


Рис. 1. Схема размещения невостробованных зональных нефтегазоперспективных объектов Тимано-Печорской провинции

1 – реки, 2 – граница Республики Коми, 3 – границы надпорядковых тектонических элементов, 4 – границы тектонических элементов 1 порядка, 5 – границы тектонических элементов 2 порядка; 6 – границы НГО, 7 – границы НГР; месторождения: 8 – нефтяные, 9 – газовые, газоконденсатные, 10 – газонефтяные, 11 – нефтегазовые, нефтегазоконденсатные; структуры: 12 – в бурении, 13 – выявленные, 14 – подготовленные к бурению, 15 – выведенные с отрицательным результатом из бурения; 16 – невостробованные зональные объекты; 17 – название объекта, флюид, извлекаемые неразведанные ресурсы категорий C3+D.



Продолжение усл. обозначений к рис. 1.

Элементы тектонического районирования: Г – Тиманская гряда: Г<sub>1</sub> – Северо-Тиманский мегавал, Г<sub>2</sub> – Западно- и Среднетиманские дислокации, Г<sub>3</sub> – Восточно-Тиманский сложный мегавал, Г<sub>3</sub><sup>1</sup> – Ухта-Ижемский вал, Тимано-Печорская плита: Д – Ижма-Печорская синеклиза: Д<sub>1</sub> – Нерицкая ступень: Д<sub>1</sub><sup>1</sup> – Тобышский вал, Д<sub>1</sub><sup>2</sup> – Айювинский структурный нос, Д<sub>2</sub> – Ерсинская впадина, Д<sub>3</sub> – Ижемская ступень, Д<sub>4</sub> – Восточный борт Ижма-Печорской синеклизы, Д<sub>4</sub><sup>1</sup> – Седухинский вал, Д<sub>4</sub><sup>2</sup> – Янгытская ступень, Д<sub>4</sub><sup>3</sup> – Кипиевская ступень, Д<sub>5</sub> – Омра-Льжская седловина, Д<sub>5</sub><sup>1</sup> – Сотчемью-Аресский уступ, Д<sub>5</sub><sup>2</sup> – Лузская ступень, Д<sub>5</sub><sup>3</sup> – Ронаельская ступень, Д<sub>5</sub><sup>4</sup> – Лемъюская ступень, Д<sub>5</sub><sup>5</sup> – Тэбукская ступень, Д<sub>5</sub><sup>6</sup> – Омра-Сойвинская ступень, Д<sub>5</sub><sup>7</sup> – Джебольская ступень, Д<sub>5</sub><sup>8</sup> – Мичаю-Пащинский вал; Е – Малоземельско-Колгуевская моноκлиналь: Е<sub>1</sub> – Нарьян-Марская моноκлиналь, Е<sub>1</sub><sup>1</sup> – Коргинская ступень, Е<sub>1</sub><sup>2</sup> – Северо-Седухинский уступ, Е<sub>1</sub><sup>3</sup> – Бугринская моноκлиналь, Е<sub>1</sub><sup>4</sup> – Сенгейский структурный нос, Е<sub>1</sub><sup>5</sup> – Малоземельская структурная терраса, Е<sub>1</sub><sup>6</sup> – Удачная ступень, Е<sub>1</sub><sup>7</sup> – Харицкая депрессия, Е<sub>1</sub><sup>8</sup> – Западно-Шапкинская приразломная депрессия; Е<sub>2</sub> – Восточно-Колгуевская структурная область, Е<sub>2</sub><sup>1</sup> – Северо-Колгуевская структурная терраса, Е<sub>2</sub><sup>1-1</sup> – Таркская брахиантκлиналь, Е<sub>2</sub><sup>2</sup> – Песчанозерский вал, Е<sub>2</sub><sup>3</sup> – Песчаноморская депрессия; Ж – Печоро-Колвинский авлакоген: Ж<sub>1</sub> – Печоро-Кожвинский мегавал, Ж<sub>1</sub><sup>1</sup> – Лебединский вал, Ж<sub>1</sub><sup>2</sup> – Мутноматериковый вал, Ж<sub>1</sub><sup>3</sup> – Нянтаюская ступень, Ж<sub>1</sub><sup>4</sup> – Льжско-Кыртаельский вал, Ж<sub>1</sub><sup>5</sup> – Печорогородская ступень, Ж<sub>2</sub> – Денисовский прогиб, Ж<sub>2</sub><sup>1</sup> – Колоколморский вал, Ж<sub>2</sub><sup>2</sup> – Шапкина-Юрьяхинский вал, Ж<sub>2</sub><sup>3</sup> – Восточно-Колгуевская депрессия, Ж<sub>2</sub><sup>3-1</sup> – Северо-Поморская брахиантκлиналь, Ж<sub>2</sub><sup>4</sup> – Носовая перемычка, Ж<sub>2</sub><sup>4-1</sup> – Болванский выступ, Ж<sub>2</sub><sup>5</sup> – Усть-Печорская депрессия, Ж<sub>2</sub><sup>6</sup> – Тибейвисская депрессия, Ж<sub>2</sub><sup>7</sup> – Лайский вал, Ж<sub>2</sub><sup>8</sup> – Верхнелайская депрессия, Ж<sub>2</sub><sup>9</sup> – Лодминская перемычка, Ж<sub>3</sub> – Колвинский мегавал, Ж<sub>3</sub><sup>1</sup> – Поморская ступень, Ж<sub>3</sub><sup>1-1</sup> – Поморская брахиантκлиналь, Ж<sub>3</sub><sup>2</sup> – Ходоварихинская ступень, Ж<sub>3</sub><sup>3</sup> – Ярейюский вал, Ж<sub>3</sub><sup>4</sup> – Харьягинский вал, Ж<sub>3</sub><sup>5</sup> – Возейский вал, Ж<sub>3</sub><sup>6</sup> – Усинский вал; З – Хорейверско-Печороморская синеклиза: З<sub>1</sub> – Русская моноκлиналь, З<sub>2</sub> – Хорейверская впадина, З<sub>2</sub><sup>1</sup> – Кошкинская котловина, З<sub>2</sub><sup>2</sup> – Чернореченская ступень, З<sub>2</sub><sup>2-2</sup> – Западно-Нямурхитская мульда, З<sub>2</sub><sup>3</sup> – Паханческая терраса, З<sub>2</sub><sup>4</sup> – Садаягинская ступень, З<sub>2</sub><sup>5</sup> – Центрально-Хорейверский уступ, З<sub>2</sub><sup>6</sup> – Колвависовская ступень, З<sub>2</sub><sup>7</sup> – Сандивейское поднятие, З<sub>2</sub><sup>8</sup> – Сынянырдская депрессия, З<sub>2</sub><sup>9</sup> – Макариха-Салюкинская антиκлинальная зона, З<sub>2</sub><sup>10</sup> – Цильегорская депрессия, И – Северо-Печороморская моноκлиналь; К<sub>1</sub> – Варандей-Адзьвинская структурно-тектоническая зона: К<sub>1</sub><sup>1</sup> – Гуляевско-Алексеевская структурная зона, К<sub>1</sub><sup>1-1</sup> – Гуляевская мегаантиκлиналь, К<sub>1</sub><sup>1-2</sup> – Алексеевская мегаантиκлиналь, К<sub>1</sub><sup>2</sup> – Южно-Долгинская депрессия, К<sub>1</sub><sup>3</sup> – Полярный купол, К<sub>1</sub><sup>3-1</sup> – Приразломная брахиантκлиналь, К<sub>1</sub><sup>4</sup> – вал Сорокина, К<sub>1</sub><sup>5</sup> – Мореюская депрессия, К<sub>1</sub><sup>6</sup> – вал Гамбурцева, К<sub>1</sub><sup>7</sup> – Сарембой-Леккейгинская зона, К<sub>1</sub><sup>8</sup> – Западно-Матвеевская структурная зона, К<sub>1</sub><sup>9</sup> – Верхнеадзьвинская депрессия; краевые мегапрогибы Тимано-Печорской плиты: Л – Припайхойско-Приюжноновоземельский мегапрогиб (перикратон): Л<sub>1</sub> – Южно-Приновоземельский прогиб: Л<sub>1</sub><sup>1</sup> – Долгинско-Папанинская структурная зона, Л<sub>1</sub><sup>1-1</sup> – Папанинско-Рахмановская мегабрахиантκлиналь, Л<sub>1</sub><sup>1-2</sup> – Долгинская приразломная мегабрахиантκлиналь, Л<sub>1</sub><sup>2</sup> – Приновоземельская депрессия, Л<sub>1</sub><sup>2-1</sup> – Южно-Рахмановская брахиантκлиналь; Л<sub>2</sub> – Ваиуткина-Талотинская складчато-надвиговая зона; Л<sub>3</sub> – Русановская складчато-надвиговая зона; Л<sub>4</sub> – Коротайхинская впадина: Л<sub>4</sub><sup>1</sup> – Лабогейская моноκлиналь, Л<sub>4</sub><sup>2</sup> – Верхневоркутская зона дислокаций, Л<sub>4</sub><sup>3</sup> – Хейягинская депрессия, Л<sub>4</sub><sup>3-1</sup> – Одинокская антиκлинальная зона, Л<sub>4</sub><sup>4</sup> – Пестанишорская складчатая зона, Л<sub>4</sub><sup>5</sup> – Силовыхская депрессия, Л<sub>4</sub><sup>6</sup> – Сырьягинская складчатая зона; Л<sub>5</sub> – Васьягинско-Сабриягинская складчато-надвиговая зона: Л<sub>5</sub><sup>1</sup> – Сабриягинская складчато-надвиговая зона; М – Предуральский краевой предгорный прогиб: М<sub>1</sub> – Воркутское поперечное поднятие: М<sub>1</sub><sup>1</sup> – горст Чернова, М<sub>1</sub><sup>2</sup> – Падимейская структурная зона, М<sub>1</sub><sup>3</sup> – Ярвожский купол, М<sub>1</sub><sup>4</sup> – Юньягинская антиκлинальная зона; М<sub>2</sub> – гряда Чернышева: М<sub>2</sub><sup>1</sup> – Хоседаюская антиκлинальная зона, М<sub>2</sub><sup>2</sup> – Адзьвавомская депрессия, М<sub>2</sub><sup>3</sup> – Тальбейский блок, М<sub>2</sub><sup>4</sup> – Восточно-Воргамусюрская складчатая зона, М<sub>2</sub><sup>5</sup> – Шарью-Заостренский блок, М<sub>2</sub><sup>6</sup> – Яньюский блок; М<sub>3</sub> – Косью-Роговская впадина: М<sub>3</sub><sup>1</sup> – Кочмесская ступень, М<sub>3</sub><sup>2</sup> – Южно-Кымбожьюская котловина, М<sub>3</sub><sup>3</sup> – Абезьская депрессия, М<sub>3</sub><sup>4</sup> – Интинская складчато-чешуйчатая зона, М<sub>3</sub><sup>5</sup> – Прилемвинская складчато-покровная зона; М<sub>4</sub> – Большесынинская впадина: М<sub>4</sub><sup>1</sup> – Нитчемью-Сынинская ступень, М<sub>4</sub><sup>2</sup> – Вяткинская депрессия, М<sub>4</sub><sup>3</sup> – Большеаранецкая структурная зона, М<sub>4</sub><sup>4</sup> – Мичабичевникская тектоническая пластина; М<sub>5</sub> – Среднепечорское поперечное поднятие: М<sub>5</sub><sup>1</sup> – Худоель-Войская антиκлинальная зона, М<sub>5</sub><sup>2</sup> – Даниловская депрессия, М<sub>5</sub><sup>3</sup> – Аранец-Переборская антиκлинальная зона, М<sub>5</sub><sup>4</sup> – Югид-Кыртинская антиκлинальная зона; М<sub>6</sub> – Верхнепечорская впадина: М<sub>6</sub><sup>1</sup> – Печоро-Ильчская моноκлиналь, М<sub>6</sub><sup>2</sup> – Южно-Вуктыльская депрессия, М<sub>6</sub><sup>3</sup> – Вуктыльская тектоническая пластина, М<sub>6</sub><sup>4</sup> – Сарьюдинская складчато-чешуйчатая зона, М<sub>6</sub><sup>5</sup> – Курьинская антиκлинальная зона, М<sub>6</sub><sup>6</sup> – Патраковская складчато-покровная зона, М<sub>6</sub><sup>7</sup> – Говорухинско-Немыдская складчатая зона; Н – Пайхойско-Новоземельская складчатая система Уральская; складчатая система: О – Западно-Уральская складчато-надвиговая область (северный сегмент): О<sub>1</sub> – Западно-Уральская мегазона линейных складчато-надвиговых дислокаций: О<sub>1</sub><sup>1</sup> – Восточно-Лемвинская складчато-покровная зона, О<sub>1</sub><sup>2</sup> – Среднещугорская тектоническая пластина, О<sub>1</sub><sup>3</sup> – Тимаизское складчато-блоковое поднятие, О<sub>1</sub><sup>4</sup> – Восточно-Кырташорская складчато-надвиговая зона, О<sub>1</sub><sup>5</sup> – Печоро-Сыпучинская складчато-чешуйчатая зона; О<sub>2</sub> – Центральноуральская складчато-блоковая зона; П<sub>1</sub> – Полудовское поперечное поднятие. Нефтегазоносные области и районы: 1 – Тиманская НГО: 1-1 – Ухта-Ижемский НГР; 2 – Ижма-Печорская НГО: 2-1 – Тобышско-Нерицкий НГР, 2-2 – Нижнеижемский НГР, 2-3 – Седухинско-Кипиевский НГР, 2-4 – Верхнельжско-Лемъюский НГР, 2-5 – Велью-Тэбукский НГР, 2-6 – Омра-Сойвинский НГР, 2-7 – Джебольский НГР, 2-8 – Мичаю-Пащинский НГР; 3 – Малоземельско-Колгуевская НГО: 3-1 – Западно-Колгуевский НГР, 3-2 – Нарьян-Марский НГР, 3-3 – Восточно-Колгуевский НГР; 4 – Печоро-Колвинская НГО: 4-1 – Мутноматериково-Лебединский НГР, 4-2 – Кыртаельско-Печорогородский НГР, 4-3 – Западно-Колоколморский НГР, 4-4 – Шапкина-Юрьяхинский НГР, 4-5 – Восточно-Колоколморский НГР, 4-6 – Носовой НГР, 4-7 – Лайско-Лодминский НГР, 4-8 – Поморский НГР, 4-9 – Ярейюский НГР, 4-10 – Харьяга-Усинский НГР; 5 – Восточно-Поморская НГО; 6 – Хорейверская НГО: 6-1 – Чернореченский НГР, 6-2 – Паханческий НГР, 6-3 – Колвависовский НГР; 7 – Варандей-Адзьвинская НГО: 7-1 – Гуляевско-Приразломный НГР, 7-2 – Сорокинский НГР, 7-3 – Сарембой-Леккейгинский НГР; 8 – Припайхойско-Приюжноновоземельская НГО: 8-1 – Долгинско-Папанинский НГР, 8-2 – Приновоземельский НГР, 8-3 – Ваиуткина-Талотинский НГР, 8-4 – Русановский НГР, 8-5 – Коротайхинский НГР, 8-6 – Васьягинский НГР; 9 – Северо-Предуральская НГО: 9-1 – Воркутский НГР, 9-2 – Хоседаюско-Воргамусюрский НГР, 9-3 – Кочмесский НГР, 9-4 – Интинско-Лемвинский НГР, 9-5 – Большесынинский НГР, 9-6 – Среднепечорский НГР, 9-7 – Верхнепечорский НГР, 9-8 – Вуктыльский НГР, 9-9 – Курьинско-Патраковский НГР; 10 – Западно-Уральская ПГО: 10-1 – Восточно-Лемвинский ПГР, 10-2 – Щугорско-Кырташорский ПГР, 10-3 – Печоро-Сыпучинский ПГР; 11 – Северо-Печороморская ПНГО.



Следует отметить, что автор не претендует на то, что предложенный им список невестребованных объектов ТПП является исчерпывающим. Скорее, настоящая работа является попыткой в первом приближении обозначить проблему. Вполне вероятно, что другие исследователи смогут предложить и иные невестребованные объекты ТПП. Например, к категории невестребованных объектов не отнесены доманикиты позднедевонского возраста – породы, формирование которых происходило в условиях относительно глубоководного шельфа (некомпенсированная впадина) в периоды тектонопаузы. Продуктивность доманикитов доказана на целом ряде площадей и месторождений. Запасы нефти в доманикитах составляют несколько процентов от общей величины запасов доманиково-турнейского НГК ТПП. Автор полагает, что доманикиты являются в настоящее время вполне востребованным объектом для попутного опойскавания при бурении на более глубокие горизонты осадочного чехла. Доманикиты целенаправленно изучаются в ТПП в течение последних 15 лет, согласно проведенным исследованиям [Теплов, Вагина, Куранов, 2000; Teplov et al., 2001], их суммарный нефтегазовый потенциал достаточно велик и может составить 140-150 млн. т у. т.

При оценке ресурсной базы углеводородного сырья ТПП автором использовались действующие руководящие документы [Методические указания..., 1983; Методическое руководство..., 2000; Методические рекомендации..., 2007]. Расчет производился методом сравнительных геологических аналогий (способ удельных плотностей на единицу площади). Приведенные запасы (то есть запасы категорий  $C_1+C_2$ , которые могут быть поставлены на Госбаланс после проведения необходимого комплекса ГРП при получении положительных результатов) рассчитывались с использованием коэффициентов достоверности оценки ресурсов по ТПП, Республике Коми и Ненецкому автономному округу. Упомянутые коэффициенты рассчитаны по данным статистических исследований, проводимых в Тимано-Печорском Научно-исследовательском Центре (г. Ухта) с 1966 года и составляют, соответственно, 0,593, 0,427 и 0,860.

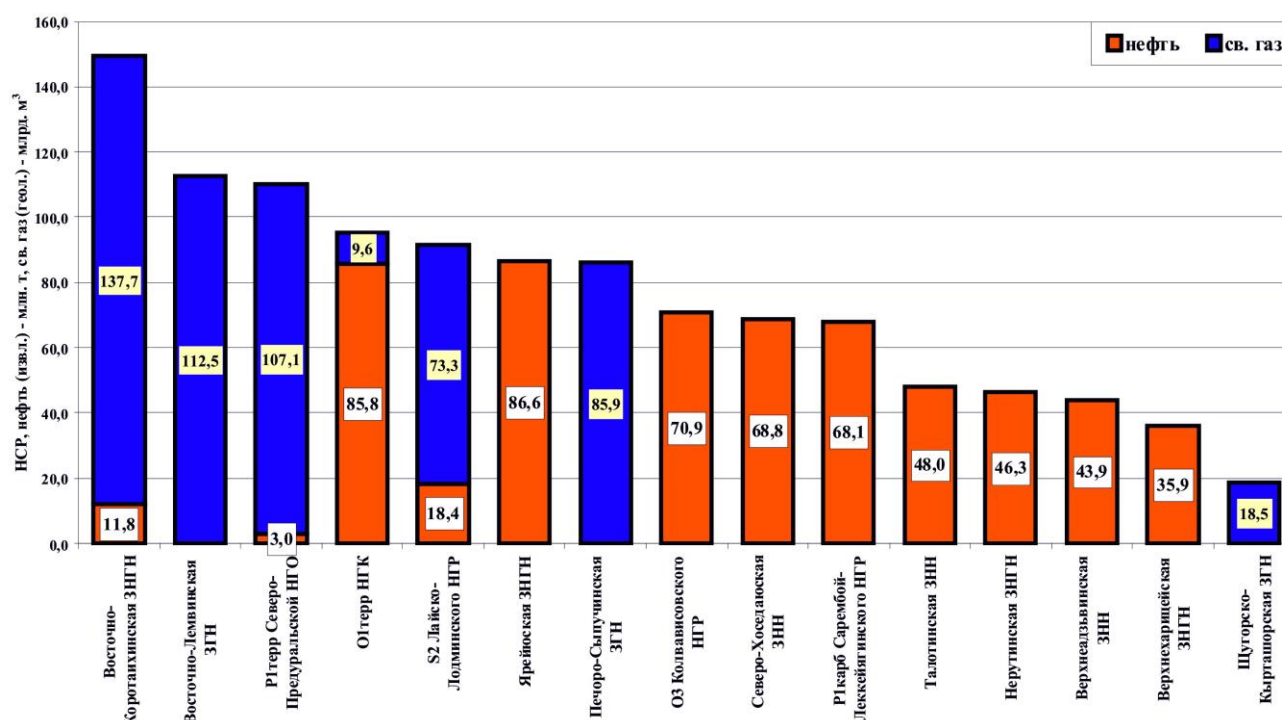
Неразведанные ресурсы нефти и свободного газа категорий  $C_3+D$ , исследованных в настоящей работе невестребованных нефтегазовых объектов ТПП, оценены в 1148,2 млн. т. у. т, из которых на нефть приходится 587,5 млн. т, на свободный газ – 560,7 млрд. м<sup>3</sup>. Ресурсы всех объектов приведены в табл. 1, а также на рис. 2, на котором показано ранжирование объектов по величине ресурсной базы.

Наибольшей ресурсной базой обладает Восточно-Кортаихинская ЗНГН (137,7 млрд. м<sup>3</sup> свободного газа и 11,8 млн. т нефти), за ней следует Восточно-Лемвинская ЗГН с ресурсами газа - 112,5 млрд. м<sup>3</sup>. Эти два объекта являются основными невестребованными перспективными объектами «газового» направления.

Таблица 1

**Неразведанные ресурсы не востребованных перспективных объектов  
Тимано-Печорской провинции, нефть (извл.) - млн. т, св. газ (геол.) - млрд. м<sup>3</sup>**

Номер	Перспективный объект	флюид	C <sub>3</sub>	Длок	Днелок	C <sub>3</sub> +D
1	О <sub>1</sub> терр НГК	нефть+св. газ	-	4,418	91,008	95,426
		нефть	-	4,418	81,415	85,833
		св. газ	-	-	9,593	9,593
2	S <sub>2</sub> Лайско-Лодминского НГР	нефть+св. газ	1,029	-	90,622	91,651
		нефть	1,029	-	17,359	18,388
		св. газ	-	-	73,263	73,263
3	О <sub>3</sub> Коллависовского НГР	нефть	6,814	-	64,074	70,888
4	P <sub>1</sub> карб НГПК Сарембой-Леккейягинского НГР	нефть	8,076	-	60,006	68,082
5	P <sub>1</sub> терр НГК Северо-Предуральской НГО	нефть+св. газ	2,779	-	107,343	110,122
		нефть	-	-	2,984	2,984
		св. газ	2,779	-	104,359	107,138
6	Нерутинская ЗНГН	нефть	4,691	10,444	31,201	46,336
7	Верхнехарицкая ЗНГН	нефть	1,015	1,153	33,717	35,885
8	Ярейюская ЗНГН	нефть	6,874	13,965	65,717	86,556
9	Талотинская ЗНН	нефть	-	1,289	46,717	48,006
10	Верхнеадзьвинская ЗНН	нефть	29,260	-	14,630	43,890
11	Восточно-Кортаихинская ЗНГН	нефть+св. газ	-	2,447	147,077	149,524
		нефть	-	-	11,821	11,821
		св. газ	-	2,447	135,256	137,703
12	Северо-Хоседаюская ЗНН	нефть	37,726	14,232	16,830	68,788
13	Восточно-Лемвинская ЗГН	св. газ	-	93,068	19,410	112,478
14	Щугорско-Кырташорская ЗГН	св. газ	-	-	18,549	18,549
15	Печоро-Сыпучинская ЗГН	св. газ	-	-	101,994	101,994
ИТОГО		нефть+св. газ	98,264	141,016	908,895	1148,175
		нефть	95,485	45,501	446,471	587,457
		св. газ	2,779	95,515	462,424	560,718



**Рис. 2. Ранжирование не востребуемых объектов Тимано-Печорской провинции по величине ресурсной базы**

Несмотря на то, что нецелевые НГК/НГПК ТПП обладают значительным углеводородным потенциалом, включение их в геологоразведочный процесс как самостоятельных объектов поиска нецелесообразно. Исключение составляют отложения нижнепермского карбонатного подкомплекса Сарембой-Лексейягинского НГР, которые залегают на приемлемых глубинах.

В рамках этого НГПК могут быть закартированы перспективные локальные объекты, на которых могут быть развернуты геолого-поисковые работы. Остальные же не востребуемые объекты, выделенные в рамках НГК/НГПК, могут рассматриваться либо в качестве объектов попутного поиска (нижнепермский терригенный НГК), либо в качестве дополнительного ресурсного резерва при опоисковании вышележающих комплексов (нижнеордовикского терригенного НГК, верхнего силура Лайско-Лодминского НГР и верхнего ордовика Коллависовского НГР). В последнем случае при проведении поисково-оценочного бурения необходимо предусматривать вскрытие указанных комплексов при опоисковании традиционных перспективных горизонтов.

Наиболее ресурсоемким объектом «нефтяного» направления является среднедевонско-франский НГК Ярейюской ЗНГН, неразведанные извлекаемые НСР нефти которого составляют 86,6 млн. т. Однако, из-за больших глубин залегания включение в геологоразведочный процесс этого объекта сопряжено с несколько большими затратами, чем других объектов.



С точки зрения включения в геологоразведочный процесс и получения максимальных результатов в минимальные сроки приоритетными являются сгруппированные в единый кластер Северо-Хоседаюская (извлекаемые неразведанные НСР нефти - 68,8 млн. т), Верхнеадзъвинская (43,9 млн. т) и Талотинская (48,0 млн. т) ЗНН с суммарными неразведанными извлекаемыми НСР нефти 160,7 млн. т.

Таким образом, не востребуемые перспективные объекты, которым при проведении ГРП в предыдущие годы не уделялось должного внимания вследствие недостаточных сведений об их геологическом строении либо неоднозначных оценок экономической эффективности их освоения, являются одним из важных резервов для восполнения минерально-сырьевой базы углеводородного сырья. Этот резерв при проведении оптимального комплекса ГРП может обеспечить заметный прирост запасов нефти и газа и поддержать существующие уровни добычи в ТПП.

### Литература

Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ. Приложение 1 к Приказу МПР РФ от 7.02.2001 г. №126, 2001.

*Желудова М.С., Куранов А.В., Зегер Н.А.* Анализ динамики геологоразведочных работ на нефть и газ в Республике Коми за 1992-2012 гг. и необходимые меры по восполнению минерально-сырьевой базы углеводородного сырья // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т.8. – №4. – [http://www.ngtp.ru/rub/6/40\\_2013.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/6/40_2013.pdf). DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/40\\_2013](https://doi.org/10.17353/2070-5379/40_2013)

*Куранов А.В.* Принципы выделения зон нефтегазонакопления. Геология и минеральные ресурсы Европейского северо-востока России // Новые результаты и новые перспективы: материалы XIII геологического съезда Республики Коми. - Сыктывкар, 1999. - Т. 3. - С. 64-66.

*Куранов А.В., Желудова М.С., Кутлинский А.А., Зегер Н.А., Матвеева С.Ю.* Минерально-сырьевая база УВС Тимано-Печоры, резервы и стратегия ее развития в среднесрочной перспективе. «Геология и минеральные ресурсы европейского северо-востока России: материалы XVI геологического съезда Республики Коми. - Сыктывкар, 2014. - Т. III. - С. 52-54.

*Куранов А.В., Кутлинский А.А., Желудова М.С., Матвеева С.Ю., Зегер Н.А.* Результаты оценки начальных суммарных ресурсов углеводородного сырья Республики Коми // Горный журнал. – 2013. - №9. - С. 57-61.

*Куранов А.В., Кутлинский А.А., Капустин Р.В., Зегер Н.А., Попова Н.Н.* Обоснование направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ в Тимано-Печорской провинции на основе результатов уточненной оценки начальных суммарных ресурсов углеводородного сырья // Геология и минеральные ресурсы европейского северо-востока России: материалы

XIV геологического съезда Республики Коми. – Сыктывкар, 2004. - Т. 3. - С. 140-143.

*Ледовских А.А., Адамов Г.Г., Кукура С.П., Мандрик И.Э., Сирок С.И., Ильинский А.А., Макаревич В.Н., Прищеп О.М., Прозоровский В.В., Филиппов В.П.* Разработка и реализация системы инновационных организационно-методических решений и технологий, обеспечивающих комплексное вовлечение в освоение не востребуемых запасов и ресурсов нефти и газа России / Аннотация работы, выдвинутой на соискание премии Правительства // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2009. – Т. 4. - №4. - <http://www.ngtp.ru/rub/2009/annotation.pdf>.

Методические рекомендации по применению Классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов, утвержденные распоряжением МПР России от 05.04.2007, №23-р.

Методические указания по анализу фонда структур и уточнению оценки их нефтегазоносности. - М.: ВНИГНИ, 1983.

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

*Прищеп О.М.* Современные проблемы подготовки запасов углеводородов в регионах наращивания разведанной сырьевой базы // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2009. - №3. - С. 6-15.

*Прищеп О.М., Богацкий В.И., Макаревич В.Н., Чумакова О.В., Никонов Н.И., Куранов А.В., Богданов М.М.* Новые представления о тектоническом и нефтегазгеологическом районировании Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. - Т.6. - №4. - [http://www.ngtp.ru/rub/4/40\\_2011.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf)

*Прищеп О.М., Отмас Ал. А., Куранов А.В.* Состояние и перспективы ресурсной базы углеводородов в Тимано-Печорском регионе // Геология нефти и газа. – 2012. - №5. - С. 75-80.

*Прищеп О.М., Халимов Э.М.* Трудноизвлекаемая нефть: потенциал, состояние и возможности освоения // Нефтегазовая вертикаль. – 2011. - №5. - С. 24-29

*Сенин С.В., Куранов А.В., Кутлинский А.А.* Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности нижнеордовикских отложений западной части Тимано-Печорской провинции // Комплексное изучение и освоение сырьевой базы нефти и газа севера европейской части России: сборник материалов научно-практической конференции. – СПб: ВНИГРИ, 2012. - С. 100-106.

*Теплов Е.Л., Вагина Т.И., Куранов А.В.* Состояние и перспективы нефтеносности отложений доманиковых фаций Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа: материалы четвертой международной конференции. - М.: МГУ, 2000. - С. 319-322.

*Цыбин В.Ф.* Интервью ИА «Двина-информ», 2012.  
<http://www.dvinainform.ru/interview/54.html>.

*Теплов Е.Л., Вагуина Т.И., Куранов А.В., Петренко Е.Л.* Petroleum Prospects, Genesis and Structure of Domanik-type Facies, Timan-Pechora Oil- and Gas-Bearing Province. VNIGRI/AAPG Regional International Conference. July 15-18, 2001, St. Petersburg, Russia. P2-19.



**Kuranov A.V.**

Timan-Pechora Research Center, Ukhta, Russia. [av.kuranov@tpnic.ru](mailto:av.kuranov@tpnic.ru)

## **UNCLAIMED OIL AND GAS OBJECTS IN THE TIMAN-PECHORA PETROLEUM PROVINCE: POTENTIAL AND POSSIBILITIES OF INVOLVING THEM IN THE DEVELOPMENT**

*In the Timan-Pechora petroleum province, a significant number of oil and gas objects are still not involved in exploration and development activity to date. These objects can be integrated into a general category of «unclaimed objects». They include both already identified oil and gas accumulations additional exploration and development of which are restricted by various negative factors (geological, economic, technological, environmental) and prospective objects in oil and gas accumulation zones, evaluation of which is difficult because of insufficient or substandard information about their geological structure and also existing negative exploration concepts. Hydrocarbon potential for the unclaimed oil and gas objects has been examined and substantiated. Classification of the unclaimed objects and approaches to quantitative assessment of their oil and gas resources have been considered. It is shown that involving unclaimed hydrocarbon objects into exploration process will significantly increase oil and gas resource base of the Timan-Pechora province.*

**Keywords:** oil, gas, unclaimed hydrocarbon objects, petroleum resources.

### **References**

Guidelines on the application of the Classification of reserves and probable reserves of oil and combustible gases, approved by order of the Russian Ministry of Natural Resources 5<sup>th</sup> April 2007, 23-r.

Kuranov A.V. *Printsipy vydeleniya zon neftegazonakopleniya. Geologiya i mineral'nye resursy Evropeyskogo severo-vostoka Rossii* [Principles of distinguishing of oil and gas accumulation zones. Geology and mineral resources of the European North-East of Russia]. *Novye rezul'taty i novye perspektivy: Proceedings of XIII Geological Congress of the Komi Republic*, Syktyvkar, 1999, vol. 3. p. 64-66.

Kuranov A.V., Kutlinskiy A.A., Kapustin R.V., Zeger N.A., Popova N.N. *Obosnovanie napravleniy poiskovo-razvedochnykh rabot na neft' i gaz v Timano-Pechorskoy provintsii na osnove rezul'tatov utochnennoy otsenki nachal'nykh summarnykh resursov uglevodorodnogo syr'ya* [Substantiation of directions of exploration for oil and gas in the Timan-Pechora province on the basis of an updated assessment of the initial total hydrocarbon resources]. *Geologiya i mineral'nye resursy evropeyskogo severo-vostoka Rossii: Proceedings of XIV Geological Congress of the Komi Republic*. Syktyvkar, 2004, vol. 3, p. 140-143.

Kuranov A.V., Kutlinskiy A.A., Zheludova M.S., Matveeva S.Yu., Zeger N.A. *Rezul'taty otsenki nachal'nykh summarnykh resursov uglevodorodnogo syr'ya Respubliki Komi* [The evaluation results of the initial total hydrocarbon resources of the Komi Republic]. *Gornyy zhurnal*, 2013, no. 9, p. 57-61.

Kuranov A.V., Zheludova M.S., Kutlinskiy A.A., Zeger N.A., Matveeva S.Yu. *Mineral'no-syr'evaya baza UVS Timano-Pechory, rezervy i strategiya ee razvitiya v srednesrochnoy perspective* [Mineral resources base of hydrocarbons in Timan-Pechora, reserves and its development strategy in the medium term]. *Geologiya i mineral'nye resursy evropeyskogo severo-vostoka Rossii: Proceedings of XVI Geological Congress of the Komi Republic*, Syktyvkar, 2014, vol. III, p. 52-54.

Ledovskikh A.A., Adamov G.G., Kukura S.P., Mandrik I.E., Siryk S.I., Il'inskiy A.A., Makarevich V.N., Prischepa O.M., Prozorovskiy V.V., Filippov V.P. *Razrabotka i realizatsiya sistemy innovatsionnykh organizatsionno-metodicheskikh resheniy i tekhnologiy, obespechivayushchikh kompleksnoe vovlechenie v osvoenie nevestrebovannykh zapasov i resursov nefti i gaza Rossii* [Development and implementation of innovative organizational and methodological solutions and technologies, providing comprehensive involvement in the

development of unclaimed resources and reserves of oil and gas in Russia]. Abstract of work nominated for the award of the Government. Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika, 2009, vol. 4, no. 4, available at: - <http://www.ngtp.ru/rub/2009/annotation.pdf>.

Methodological guidelines for quantitative and economic evaluation of resources of oil, gas and condensate in Russia. Moscow VNIGNI, 2000.

Methodological guidelines for the analysis of structures and refinement of estimates of their oil and gas potential. Moscow: VNIGNI, 1983.

Prischepa O.M. *Sovremennye problemy podgotovki zapasov uglevodorodov v regionakh narashchivaniya razvedannoy syr'evoy bazy* [Modern problems of preparation of hydrocarbon reserves in the regions of increasing explored resource base]. Mineral'nye resursy Rossii. Ekonomika i upravlenie, 2009, no. 3, p. 6-15.

Prischepa O.M., Bogatskiy V.I., Makarevich V.N., Chumakova O.V., Nikonov N.I., Kuranov A.V., Bogdanov M.M. *Novye predstavleniya o tektonicheskom i neftegazogeologicheskom rayonirovanii Timano-Pechorskoy neftegazonosnoy provintsii* [New ideas on the tectonics and petroleum-zoning of the Timan-Pechora province]. Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika, 2011, vol. 6, no. 4, available at: [http://www.ngtp.ru/rub/4/40\\_2011.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf)

Prischepa O.M., Khalimov E.M. *Trudnoizvlekaemaya neft': potentsial, sostoyanie i vozmozhnosti osvoeniya* [Hard-to-recover oil: potential, status and development opportunities]. Neftegazovaya vertikal', 2011, no. 5, p. 24-29

Prischepa O.M., Otmas A.I., Kuranov A.V. *Sostoyanie i perspektivy resursnoy bazy uglevodorodov v Timano-Pechorskom regione* [Status and prospects of hydrocarbon resource in the Timan-Pechora region]. Geologiya nefti i gaza, 2012, no. 5, p. 75-80.

Provisional Regulations on the stages and phases of exploration for oil and gas. Annex 1 to the Order of the Ministry of Natural Resources of the Russian Federation from 7<sup>th</sup> February 2001. no. 126, 2001.

Senin S.V., Kuranov A.V., Kutlinskiy A.A. *Geologo-geokhimicheskie predposylki neftegazonosnosti nizhneordovikskikh otlozheniy zapadnoy chasti Timano-Pechorskoy provintsii* [Geological and geochemical background for petroleum potential of the Lower Ordovician deposits of the western part of the Timan-Pechora province]. Kompleksnoe izuchenie i osvoenie syr'evoy bazy nefti i gaza severa evropeyskoy chasti Rossii: sbornik materialov nauchno-prakticheskoy konferentsii. Saint Petersburg: VNIGRI, 2012, p. 100-106.

Teplov E.L., Vagina T.I., Kuranov A.V. *Sostoyanie i perspektivy neftenosnosti otlozheniy domanikovykh fatsiy Timano-Pechorskoy neftegazonosnoy provintsii* [Status and prospects of oil-bearing deposits of Domanik facies of the Timan-Pechora province]. Novye idei v geologii i geokhimii nefti i gaza: materialy chetvertoy mezhdunarodnoy konferentsii. Moscow: MGU, 2000, p. 319-322.

Teplov E.L., Vagina T.I., Kuranov A.V., Petrenko E.L. Petroleum Prospects, Genesis and Structure of Domanik-type Facies, Timan-Pechora Oil- and Gas-Bearing Province. VNIGRI/AAPG Regional International Conference. July 15-18, 2001, St. Petersburg, Russia. P2-19.

Tsybin V.F. Interview with news agency «Dvina-inform», 2012, available at: <http://www.dvinainform.ru/interview/54.html>.

Zheludova M.S., Kuranov A.V., Zeger N.A. *Analiz dinamiki geologorazvedochnykh rabot na neft' i gaz v Respublike Komi za 1992-2012 gg. i neobkhodimye mery po vospolneniyu mineral'no-syr'evoy bazy uglevodorodnogo syr'ya* [Analysis of the dynamics of exploration for oil and gas in the Republic of Komi for the 1992-2012 and the necessary steps to renew the mineral resource base of hydrocarbons]. Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika, 2013, vol. 8, no. 4, available at: [http://www.ngtp.ru/rub/6/40\\_2013.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/6/40_2013.pdf). DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/40\\_2013](https://doi.org/10.17353/2070-5379/40_2013)