

РЕСУРСНАЯ БАЗА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ И ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ, ПЕРСПЕКТИВЫ ЕЕ ВОСПОЛНЕНИЯ

И.В. Жилина, В.К. Утопленников
ИПНГ РАН, e-mail: 89163573819@mail.ru, vutoplennikov@ipng.ru

В последние годы многими исследователями рассматривается приоритетность разработки и освоения трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). Предлагаются программы льготного налогообложения для добычи углеводородов (УВ) из такого типа источников. К ним относят сланцевые формации, низкопоровые и низкопроницаемые коллекторы, ряд месторождений арктического шельфа и др. Обоснованием такой направленности является мнение, что в действующих («старых») нефтегазоносных провинциях возможно открытие только мелких и очень мелких месторождений, и их разработка, в основном, нерентабельна. Однако такой подход является преждевременной и высоко затратной мерой, кроме того, ставит перед исследователями ложные приоритеты при поисках новых залежей УВ.

Целью данной работы является проведение анализа перспектив восполнения ресурсной базы углеводородного сырья на примере двух нефтегазоносных провинций (НГП) с разной степенью изученности – Волго-Уральской (ВУП) и Тимано-Печорской (ТПП), что в современных условиях удорожания геолого-разведочных работ (ГРР) является актуальной задачей, решаемой на основе системного подхода к поискам месторождений..

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция. Большая часть остаточных запасов углеводородов сосредоточена на разрабатываемых месторождениях. Выработанность месторождений в среднем по провинции составляет 60–70% [1], хотя на основных месторождениях она достигает 91–98% при резко возросшей обводненности продукции. На территории провинции выделены 17 нефтегазоносных областей, в пределах которых открыто более 1700 месторождений, большинство из них являются нефтяными. В Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП) открыто и разрабатывается 86 крупных и уникальных месторождений.

Территория провинции изучена довольно хорошо, но неравномерно. Степень изученности падает от центральных нефтегазоносных областей (НГО) к северным и юго-восточным районам провинции. Неравномерно изучен бурением и разрез осадочного

чехла. Более полно разбурены пермские отложения, меньше – каменноугольные и девонские и слабо – рифейско-вендские. В провинции прогнозируется открытие многочисленных, хотя и преимущественно мелких месторождений, с хорошими промысловыми характеристиками, связанных с системой грабен и горстов в терригенном девоне, эрозионными врезами на разных стратиграфических уровнях и т.п. (см. [1], а также отчет по НИР*). Такие месторождения, несмотря на их размер, могут послужить хорошей основой для восполнения ресурсной базы, так как в провинции хорошо развита промысловая инфраструктура.

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция. На территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции выделены 10 НГО. Изученность территории этой провинции существенно ниже, чем Волго-Уральской. Сумма прогнозных и перспективных ресурсов составляет 45% от суммы начальных суммарных ресурсов (НСР) [2]. Распределение запасов нефти в Тимано-Печорской НГП по степени промышленного освоения месторождений является достаточно равномерным: 21% запасов числится на подготовленных к промышленному освоению месторождениях; 31% – на месторождениях, находящихся в разведке.

Большой объем прогнозных ресурсов провинции позволяет прогнозировать рост воспроизводства сырьевой базы региона и увеличение добычи нефти и газа за счет открытия новых, включающих средние и мелкие высокорентабельные месторождения, в том числе в рифовых объектах [3]. Однако добыча углеводородов в ряде случаев ограничена инфраструктурными и транспортными возможностями (см. отчет по НИР*).

В работе [4] авторами был выполнен прогноз открытия крупнейшего по запасам месторождения в нефтегазоносной области. Прогноз производился на основе регрессионного анализа по эталонным выборкам. Для Волго-Уральской провинции исследовались две совокупности: с учетом Южно-Татарской НГО (Ромашкинское гигантское месторождение) и без нее, с целью исключения возможности получить ложную зависимость. Полученные в результате уравнения регрессии практически идентичны, кривые имеют одинаковый тренд, коэффициенты корреляции равны 0,85 и 0,76 соответственно, что говорит о допустимой достоверности прогноза.

* Разработка методологии исследований и оценки структурных изменений сырьевой базы нефтегазового комплекса России с научным обоснованием темпов подготовки запасов углеводородов в период реализации «Энергетической стратегии России до 2020 года» и на перспективу до 2050 года»: Отчет по НИР / Руководитель темы Хитров А.М. М.: ИПНГ РАН, 2006. 90 с.

Поскольку степень изученности Тимано-Печорской провинции существенно ниже, чем Волго-Уральской НГП, оказалось сложно выделить приемлемую по объему эталонную выборку для анализа ТПП (коэффициент разведанности более 0.35). В связи с чем было проведено дополнительное исследование возможности использования уравнения регрессии, полученного по Волго-Уральской провинции, для ТПП. В результате сделан вывод, что, несмотря на отличающуюся геологическую историю развития, полученное для нефтегазоносных областей Волго-Уральской провинции уравнение может быть использовано и для Тимано-Печорской провинции.

Графики соответствия фактических и расчетных значений, полученных в одном случае при анализе совокупности НГО Тимано-Печорской провинции, в другом – для Волго-Уральской НГП, практически совпадают (рис. 1, см. приложение) и характеризуются коэффициентами корреляции 0.9 и 0.95 соответственно. Численное сопоставление расчетных и фактических значений крупнейшего месторождения нефти для конкретной нефтегазоносной области приведено в таблице.

Сопоставление фактических и расчетных значений запасов крупнейшего месторождения нефти в НГО Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинций

№ на схеме районирования	Нефтегазоносная область	Кразв.	Геологические запасы крупнейшего месторождения, млн т	
			факт	расчет
Волго-Уральская провинция				
1 группа (факт больше расчета)				
11	Арланская	0.92	1299	915
10	Южно-Татарская	0.74	5288	2083
4	Верхнекамская	0.58	429	361
16	Оренбургская	0.48	520	267
17	Южно-Предуральская	0.39	43	37
13	Нижеволжская	0.38	106	95
6	Северо-Татарская	0.36	179	81
14	Средневолжская	0.28	100	77
5	Ракшинско-Висимская	0	16	5
2 группа (факт меньше расчета)				
7	Пермско-Башкирская	0.73	228	412
15	Бузулукская	0.63	336	560
9	Мелевесско-Абдулинская	0.52	107	433
12	Уфимская	0.44	91	176
8	Среднепредуральская	0.3	102	118

2	Токмовско-Кажимская	0	10	18
1	Вычегодский СНГР	0	0	3
3	Камская	0	0	2
Тимано-Печорская провинция				
1 группа (факт больше расчета)				
11	Тиманская	0.91	387	263
5	Печоро-Колвинская	0.5	967	783
8	Ижма-Печорская	0.29	120	75
9	Северо-Предуральская	0.25	88	86
2 группа (факт меньше расчета)				
7	Варандей-Адзъвинская	0.5	498	1044
8	Ижма-Печорская	0.29	120	75
9	Северо-Предуральская	0.25	88	86
6	Хорейверская	0.29	200	488
4	Припайхойско-Приюжноновоземельская	0.25	786	1025
2	Малоземельско-Колгуевская	0.05	74	94
1	Северо-Печорская	0	0	68
3	Восточно-Поморская	нет данных		
10	Западно-Уральская	нет данных		

В первой группе, где фактические значения ниже расчетных, крупнейшие месторождения, вероятно, являются объединенными природными совокупностями, что не учитывается математическим аппаратом. Второй причиной может быть то, что начальные суммарные ресурсы НСР в этих нефтегазоносных областях несколько занижены.

Для второй группы превышение расчетных значений над фактическими, по-видимому, означает, что месторождение соответствующего размера не выявлено или недоразведано. Сюда же относятся нефтегазоносные области, изученность которых пока не дает уверенной оценки перспектив их нефтегазоносности. Полученные выводы позволяют выделить нефтегазоносные области, в которых могут быть открыты или доразведаны крупные и средние месторождения нефти. Для Волго-Уральской провинции – это Бузулукская, Мелекесско-Абдулинская, Пермь-Башкирская, Уфимская, Южнопредуральская и Среднепредуральская (рис. 2), что хорошо согласуется с результатами работ [5–7], которые связывают приоритетные направления поисково-разведочных работ с эйфельско-нижнефранскими карбонатно-терригенными отложениями юго-восточных склонов Жигулевско-Пугачевского и Татарского сводов, западного и северо-западного склонов Пермско-Башкирского свода, Бузулукской,

Мелекесской и югом Верхнекамской впадин, восточным склоном Русской плиты, а также с осевой зоной Камско-Кинельской системы прогибов, где развиты как одиночные, так и групповые органогенные постройки.

Для ТПП – это Варандей-Адъзвинская, Хорейверская, Припайхойско-Приюжноновоземельская (в том числе за счет морского мелководного продолжения), Малоземельско-Колгуевская и Северо-Печороморская НГО (рис. 3). Этот вывод частично подтверждает основные направления работ по поиску новых месторождений, которые рассматриваются в различных источниках: Верхнепечорская, Ижма-Печорская, Кортаихинская и Косью-Роговская впадины, северо-восточная часть Хорейверской впадины, гряда Чернышева, впадины Печоро-Колвинского авлакогена – Тибейвиская и Верхнелайская, шельф Баренцева моря [3, 8 и др.]. Что касается нефтегазоносных областей, включающих эти перспективные объекты, в которых фактические значения запасов месторождений больше чем расчетные (Ижма-Печорская и Северо-Предуральская НГО), то, на наш взгляд, оценка НСР в них значительно занижена.

Кроме того, полученные результаты прогноза подтверждаются сделанными за последние десятилетия открытиями. Анализ открытий месторождений, сделанных в период после 2000 года, показал, что в этих провинциях наряду с мелкими и очень мелкими месторождениями были обнаружены как средние, так и крупные месторождения нефти и газа.

Эти факты позволяют довольно оптимистично оценивать возможность восполнения запасов и ресурсов углеводородов по основным нефтегазоносным областям. За эти годы в Волго-Уральской провинции было открыто 22 средних, 45 мелких и 172 очень мелких новых месторождений (рис. 4); доразведано – 1 крупное, 18 средних и 26 мелких месторождений. На территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции было открыто: 1 крупное, 12 средних и 7 мелких новых месторождений; доразведано: 2 крупных, 4 средних и 1 мелкое месторождение (рис. 5).

Сопоставление прогноза открытия крупнейшего месторождения в НГО и фактических открытий за последние годы свидетельствует о том, что ранее выполненные оценки прогнозных и перспективных ресурсов для Тимано-Печорской провинции занижены и требуется их пересмотр. По результатам геолого-разведочных работ, выполненных в последние годы, высокоперспективными на поиск крупных и средних месторождений являются также впадины Северо-Предуральского прогиба и Печоро-

Кожвинского авлакогена, Верхнепечорская, Ижма-Печорская, Коротайхинская и Денисовская впадины, а также гряда Чернышева [3, 8 и др.].

Используя системный научный подход, можно совместить несколько моделей, которые направлены на снижение риска поиска месторождений нефти и газа. Это глобальная тектоника и палеорельефы, выделение и картирование истинных покровов, использование современных технологий, позволяющих детализировать геологическое строение объекта, например 3D-сеймики, при поисках на начальном этапе. Такая парадигма может дать очень хорошие результаты.

Согласно геодинамическому подходу, наиболее благоприятные условия для формирования месторождений углеводородов складываются в палеоподвижных зонах земной коры, особенно в зонах активных континентальных окраин, характеризующихся наличием глубинных разломов, высокой сейсмической активностью, формированием субдукционно-обдукционных и рифтогенных мегасистем. Поэтому закономерно, что большинство крупнейших месторождений нефти и газа сконцентрированы в рифтах, в смежных с ними сводовых поднятиях, в палео- и современных зонах субдукций, которые контролируются разноглубинными разломами конформного и трансформного типов [9].

Анализ расположения выявленных месторождений углеводородов в ТПП и ВУП относительно крупных тектонических элементов показал, что залежи нефти и газа приурочены к зонам продольных и поперечных зон разломов (рис. 6). Уточнение схемы тектонического районирования Тимано-Печорской провинции позволяет говорить о расширении контуров перспектив бассейна, за счет периферийных сложнопостроенных районов, в том числе поднадвиговых структур ряда складчато-надвиговых зон [10]. Кроме того, прослеживая направленность конформных и трансформных систем, можно выявить зоны, наиболее благоприятные для поиска залежей нефти и газа.

На следующем этапе, опираясь на данные сейсмических работ 3D и результаты ГИС, необходимо исследовать перспективные территории на выявление истинных и ложных покровов, а также «точки перегиба», что позволит существенно снизить риск поисковых работ. Принципы выделения истинных и ложных покровов подробно описаны в работе [11–13].

Таким образом, выполненный прогноз открытия крупных и средних месторождений на основе геодинамической модели строения в трансформных и конформных зонах нефтегазонакопления позволяет ожидать открытия новых

месторождений углеводородов. Так, в трансформной системе Печоро-Колвинского авлакогена в пределах осевой зоны Денисовской впадины в период с 2005 по 2015 гг. открыты крупные Баяндыское (2008 г.) и Восточно-Ламбейшорское (2011 г.) нефтяные месторождения. В конформной системе Косью-Роговской впадины и гряды Чернышева на Кочмесской ступени открыто крупное по запасам Нерцетинское нефтяное месторождение (2016 г.).

Выводы

Таким образом, в пределах Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций выявлены НГО, в которых могут быть открыты или доразведаны крупные и средние по запасам месторождения УВ. Полученные данные могут быть использованы для планирования геологоразведочных работ при поисках месторождений углеводородов.

Использование системного подхода дает возможность выявить основные, наиболее перспективные направления для постановки геологоразведочных работ и снизить риск поисковых и разведочных работ на нефть и газ. Совокупность современных подходов, таких как глобальная тектоника и выявление палеорельефов, выделение и картирование истинных флюидоупоров, использование новейших технологий, позволит детализировать геологическое строение объекта на этапах поиска и разведки месторождения и более эффективно восполнять ресурсную базу.

Освоение же мелких месторождений в нефтегазоносных провинциях, где обустроена нефтегазовая инфраструктура, экономически более привлекательно, чем разработка месторождений сланцевого газа или месторождений удаленного арктического шельфа. Конечно, разработка таких месторождений вряд ли заинтересует крупные компании, но может быть достаточно привлекательна для компаний малого и среднего бизнеса при создании соответствующих льготных условий налогообложения со стороны государства.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема: «Системный подход к совершенствованию теории и практики нефтегазогеологического районирования, прогнозирования нефтегазоносности и формирования ресурсной базы нефтегазового комплекса России», № АААА-А17-117082360031-8).

ЛИТЕРАТУРА

1. *Конторович А.Э., Лившиц В.Р.* Новые методы оценки, особенности структуры и пути освоения прогнозных ресурсов нефти зрелых нефтегазоносных провинций // Геология и геофизика. 2017. № 12. С. 1836–1853.
2. *Жилина И.В.* Потенциал ресурсной базы и долгосрочный прогноз возможных уровней добычи нефти в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2013. № 8. С. 52–56.
3. *Белонин М.Д., Подольский Ю.В.* Нефтегазовый потенциал России и возможности его реализации (оценки и прогнозы на основе имитационных технологий). СПб.: Недра, 2006. 376 с.
4. *Жилина И.В., Новикова О.В., Попова М.Н.* Прогноз размеров крупнейших месторождений в НГО Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. № 11. С. 7–13.
5. *Мкртчян О.М.* Верхнедевонские рифы и их роль в формировании нефтеносных структур востока Урало-Поволжья. М.: Наука, 1964. 119 с.
6. *Мкртчян О.М.* Закономерности размещения структурных форм на востоке Русской плиты. М.: Наука, 1980. 135 с.
7. *Мирчинк М.Ф., Мкртчян О.М., Хатьянов Ф.И.* и др. Рифы Урало-Поволжья, их роль в размещении залежей нефти и газа и методика поисков. М.: Недра, 1974. 152 с.
8. *Богданов М.М., Флоренская Т.В., Алешина Н.В.* Тимано-Печорская провинция: варианты и приоритетные направления геолого-разведочных работ воспроизводства запасов нефти // Геология нефти и газа. 2006. № 2. С. 36–44.
9. *Гаврилов В.П., Киреев Ф.А., Утопленников В.К., Донг Ч.Л.* Геодинамические условия формирования нефтяных месторождений на шельфе южного Вьетнама с позиции микстенетической концепции образования углеводородов // Геодинамика нефтегазоносных бассейнов: Материалы II Междунар. конф. М., 2004. С. 206–212.
10. *Прищепина О.М., Богацкий В.И.* Перспективы малоизученных районов и неоцененных горизонтов Тимано-Печорской провинции как результат уточнения схемы тектонического районирования // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2012. № 2. С. 4–12.

11. Локальный прогноз нефтегазоносности на основе анализа строения ловушек в трехслойном резервуаре: методич. рекомендации. / Сост. В.Д. Ильин и др. М.: ВНИГНИ, 1982. 51 с.

12. *Риле Е.Б., Попова М.Н.* Природные резервуары центральной части Хорейверской впадины и связанные с ними нетрадиционные источники углеводородов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2017. № 11. С. 9–15.

13. *Риле Е.Б., Попова М.Н.* Природные резервуары юго-западной части Волго-Уральской НГП и их нефтегазоносность // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. № 1. С. 25–34.

ПРИЛОЖЕНИЕ

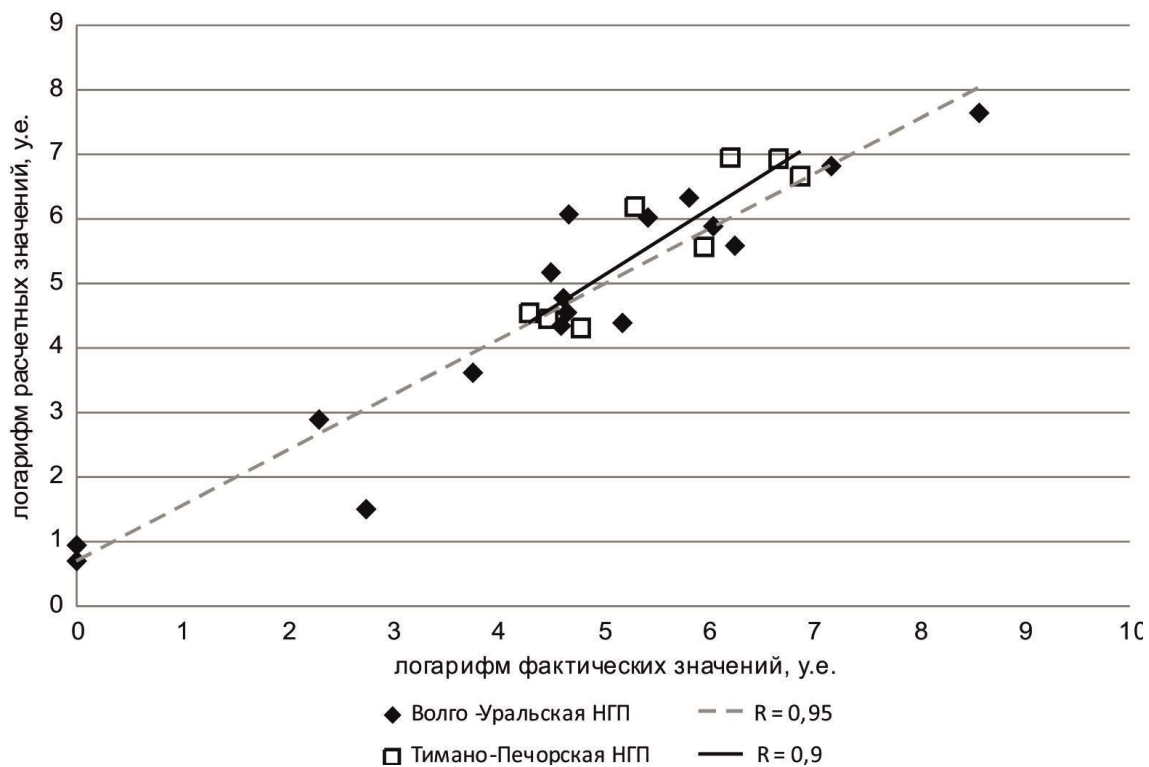


Рис. 1. Зависимость логарифма расчетных значений запасов нефти крупнейшего месторождения от логарифма фактических по нефтегазоносным областям для Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинций

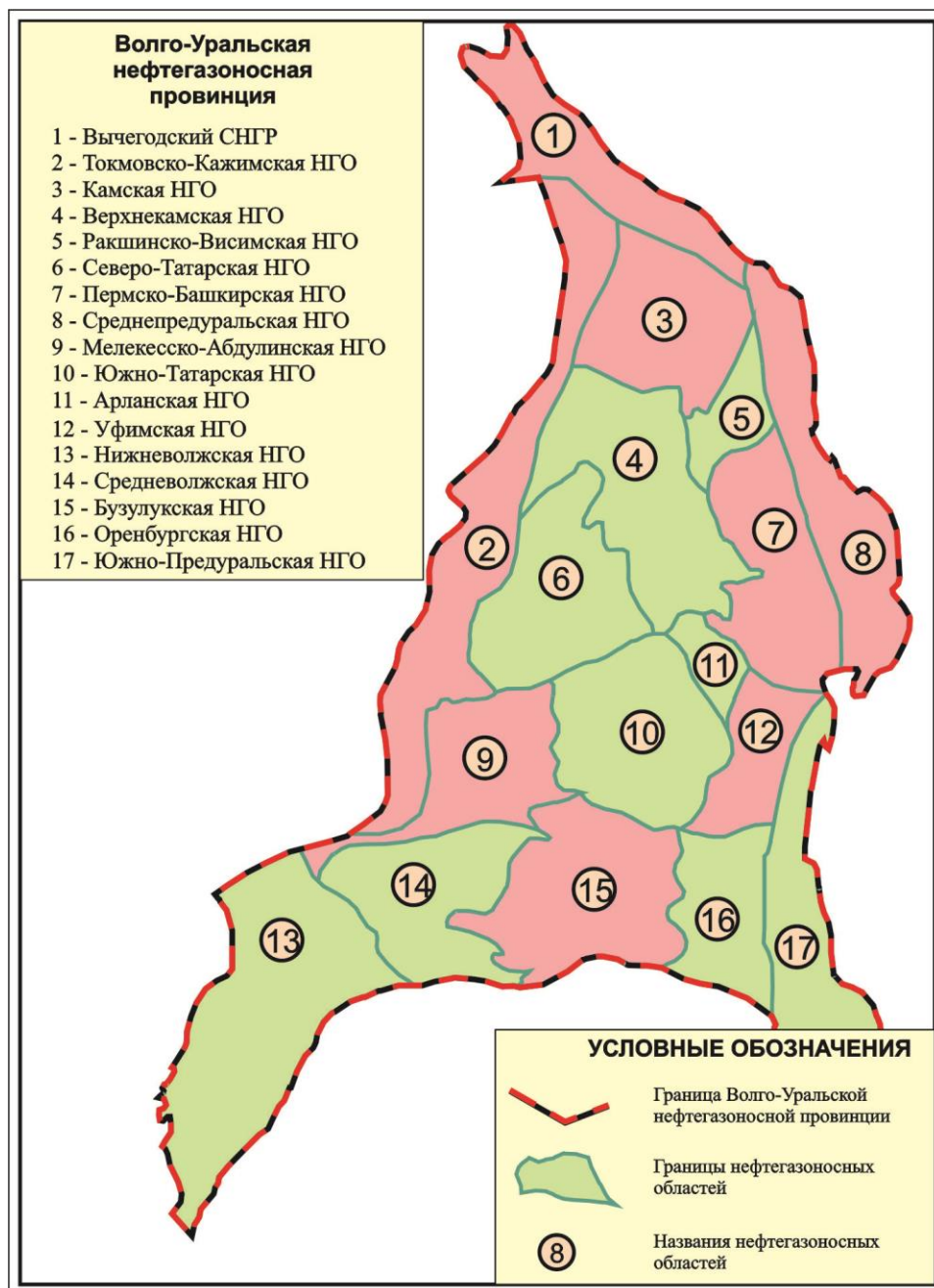


Рис. 2. Схема нефтегазоносных областей Волго-Уральской провинции, перспективных для доразведки или открытия новых крупных месторождений

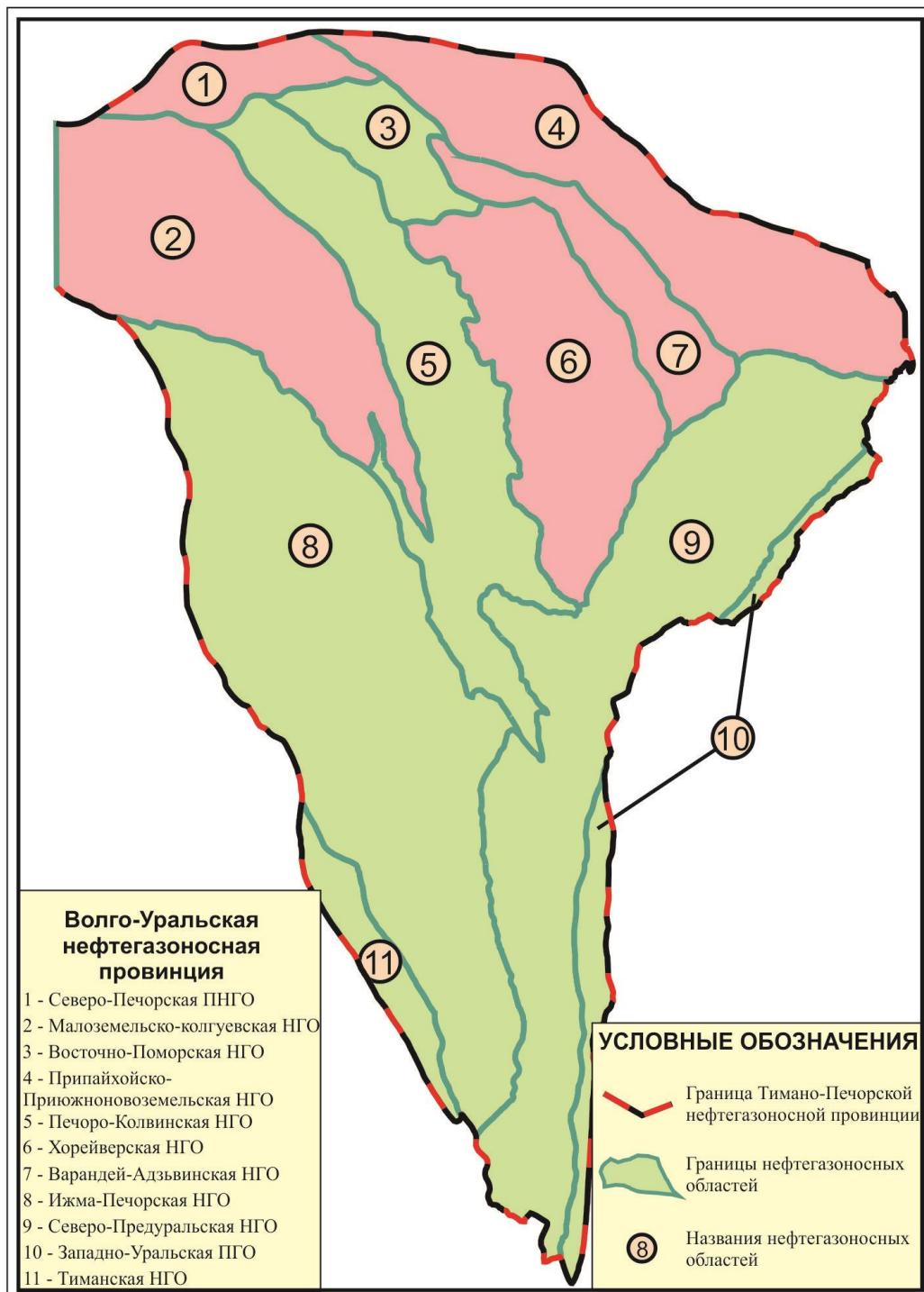


Рис. 3. Схема нефтегазоносных областей Тимано-Печорской провинции, перспективных для доразведки или открытия новых крупных месторождений

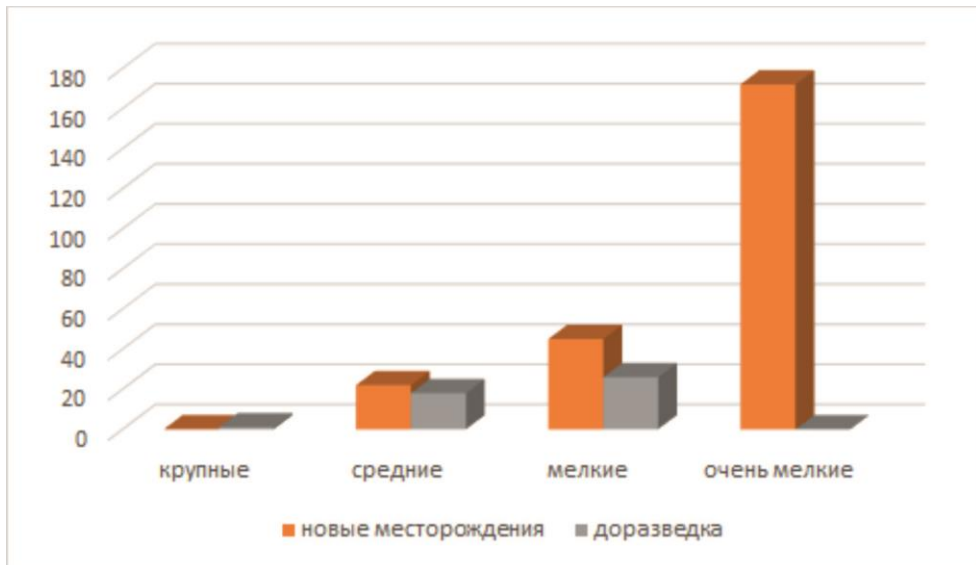


Рис. 4. Распределение месторождений Волго-Уральской провинции, открытых или доразведанных в период с 2005 по 2015 гг.

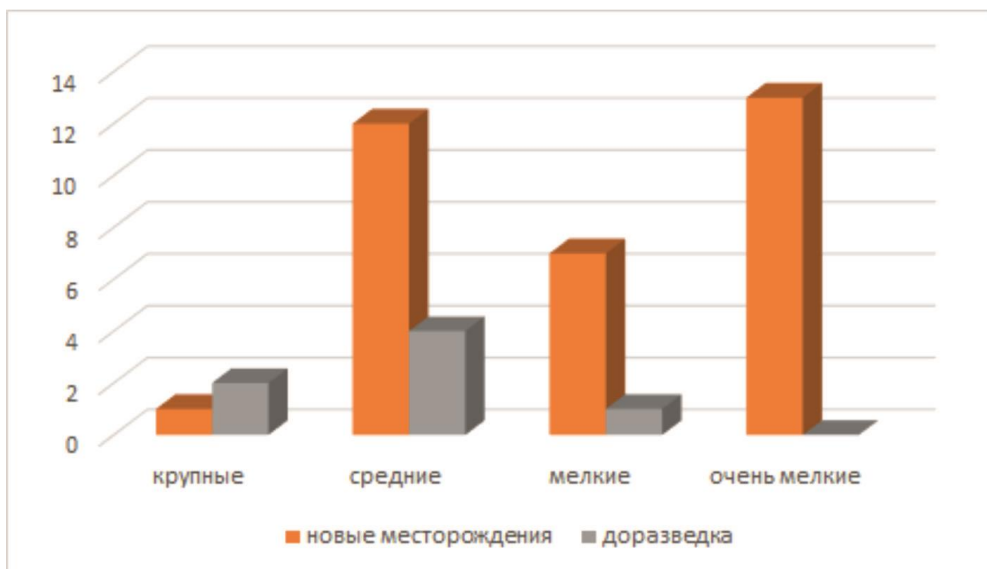


Рис. 5. Распределение месторождений Тимано-Печорской провинции, открытых или доразведанных в период с 2005 по 2015 гг.

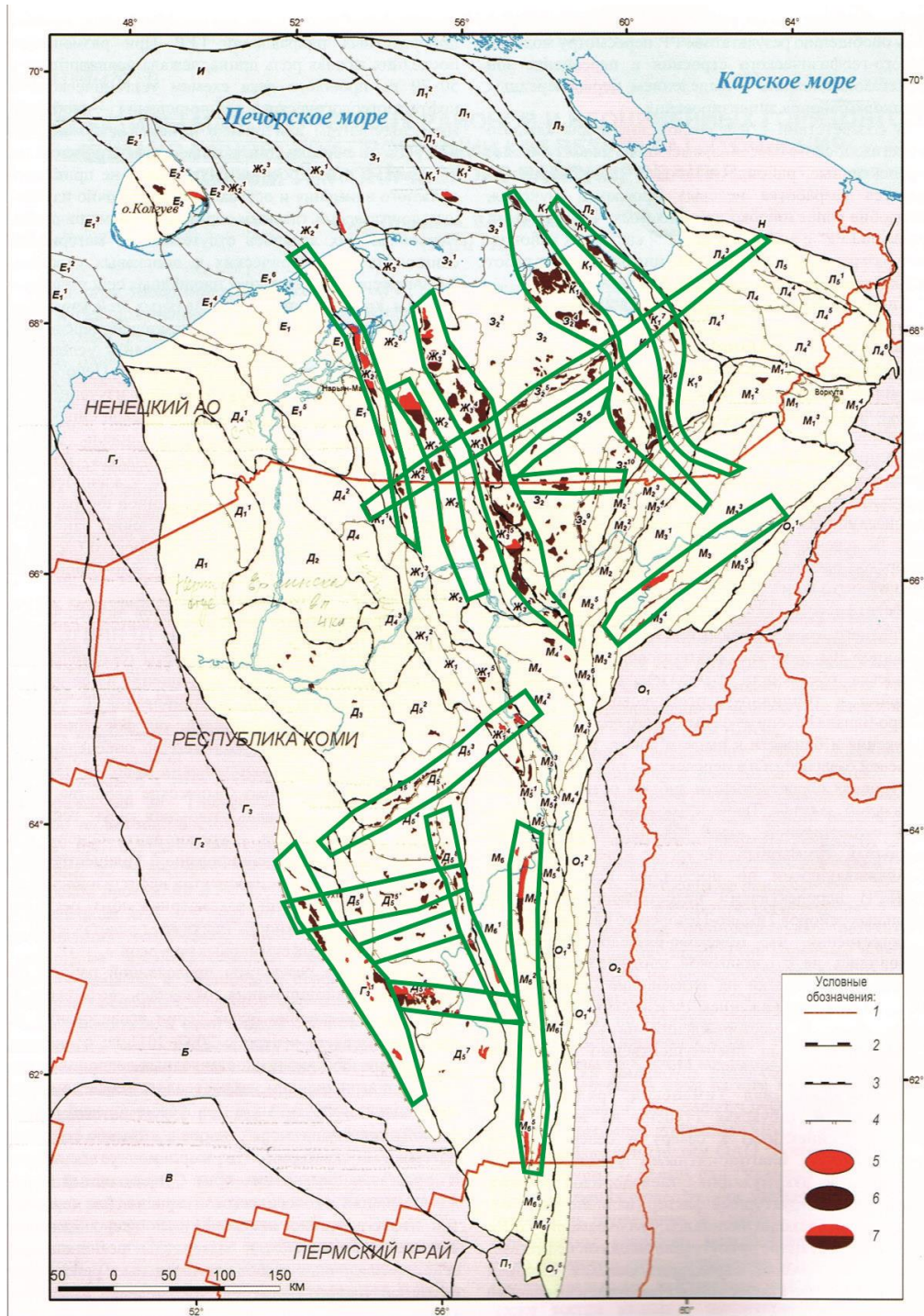


Рис. 6. Схема возможных и выявленных зон нефтегазонакопления конформного и трансформного типов на тектонической основе районирования Тимано-Печорской провинции ([10] с дополнениями): 1 – административные границы; 2–4 – границы тектонического районирования: 2 – надпорядковые, 3 – первого порядка, 4 – второго порядка; 5–7 – месторождения: 5 – газовые, 6 – нефтяные, 7 – смешанного состава; зелеными линиями показаны границы зон нефтегазонакопления