УДК 553.98

РЕСУРСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ УГЛЕВОДОРОДОВ – ОСНОВА РАЗВИТИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

А.И.Варламов, А.П.Афанасенков, М.И.Лоджевская, М.Н.Кравченко, М.И.Шевцова (ФГБУ «Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт»)

Рассмотрено состояние ресурсной базы нефтяной и газовой отрасли, проанализированы результаты количественной оценки УВ на 01.01.2009 г. и выявлены основные тенденции ее развития за 2009-2017 гг.

Сделан вывод, что в новых экономических условиях количественную оценку ресурсов нефти, газа и конденсата России целесообразно осуществлять через федеральные целевые программы. Кроме того, проведение оценки ресурсного потенциала возможно только при участии специалистов основных региональных научных центров.

Ключевые слова: ресурсная база УВ; количественная оценка; федеральные целевые программы.

При общих позитивных тенденциях развития отечественного нефтегазового комплекса (ежегодное наращивание объемов добычи нефти, развитие технологий добычи и методов повышения нефтеотдачи и т.д.) есть некие негативные закономерности, не замечать которые сегодня нельзя.

Во-первых, это качественное ухудшение сырьевой базы нефти, связанное с выработкой крупных и гигантских месторождений с традиционно хорошими коллекторами и, как следствие, с возрастанием доли трудноизвлекаемых запасов. Во-вторых, сильное беспокойство вызывает сокращение нефтегазопоисковых работ (как плановых, содержащихся в лицензионных соглашениях, так и фигурирующих в фактических отчетах).

В этой связи ключевыми показателями для развития сырьевой базы УВ являются ее ресурсный потенциал и перспективы открытия новых месторождений на континентальной части России, особенно в пределах 26 выделенных нефтегазоперспективных зон.

Рассмотрим состояние ресурсной базы нефтяной и газовой отрасли, проанализировав результаты последнего этапа уточнения количественной оценки УВ и оперативные данные по тенденциям ее изменения за 2009-2015 гг.

Нефть

Начальные суммарные извлекаемые ресурсы (НСР) нефтегазоносных бассейнов России на 01.01.2009 г. составляют 111,4 млрд т (22 % мировых) и занимают 2-е место в мире после ресурсов нефти нефтегазоносных бассейнов Персидского залива – 193,3 млрд т, 36 % (Иран, Ирак, Йемен, Кувейт, Катар, Сирия, Саудовская Аравия, Бахрейн, ОАЭ, Оман, Турция). НСР нефти бассейнов США составляют 50 млрд т – более чем в 2 раза меньше нефтяных ресурсов России. Эти данные свидетельствуют, что геологические предпосылки для дальнейшего развития сырьевой базы нефтедобычи в России очевидны. Однако проблема состоит не в количественном исчерпании ресурсов нефти, а в их существенно качественном ухудшении.

Анализ количественной оценки нефти по состоянию на 01.01.2009 г., по сравнению с предыдущей оценкой в основных нефтегазоносных провинциях (бассейнах), показал, что для большинства регионов России наметилась, как и в ряде предыдущих оценок, тенденция увеличения ресурсов нефти на 3-12 % (Тимано-Печорская, Волго-Уральская, Восточно-Сибирская, Западно-Сибирская (Ямало-Ненецкий АО) (табл. 1). Увеличение произошло за счет уточнения тектонического и нефтегазогеологического районирования, оценки новых комплексов (вендский, нижнедевонский, верхнепермский, ордовик-нижнедевонский, нижнеордовикский и др.).

В Восточной Сибири увеличение ресурсов нефти наметилось за счет уточнения модели строения древних комплексов на примере отдельных месторождений и увеличения плотности НСР нефти на эталонных участках, где эти новые месторождения открыты.

В Ямало-Ненецком АО Западной Сибири активная переинтерпретация сейсмических данных позволила выявить значительное число локальных объектов ($Д_{1л}$)*. Открытие новых месторождений в отложениях ачимов-

* Здесь и далее категории запасов и ресурсов даны в соответствии с Временной классификацией запасов и ресурсов.

Таблица 1

Сравнительная характеристика НСР нефти и свободного газа по состоянию на 01.01.2002 и 01.01.2009 гг.

Нефтегазоносная провинция	Тип флюида	Изменение относительно 2002 г.		2009 г.	Комментарий
Тимано-Печорская	Нефть, млн т	692,2	↑	5599,8	Уточнение тектонического и нефтегазогеологического районирования; увеличение площади НГК, КИНа на нефтяных месторождениях и фонда локализованных структур категорий $С_3$ и $Д_{1л}$
	Свободный газ, млрд м^3	343,5	↑	3165,2	
Волго-Уральская	Нефть, млн т	1911,4	↑	16302,6	Оценка новых комплексов (венд, верхняя пермь, нижний девон), корректировка границ и плотностей УВ на эталонных участках, увеличение КИНа
	Свободный газ, млрд м^3	76,5	↑	4628,9	
Прикаспийская	Нефть, млн т	38,7	↓	619,0	Корректировка площади эталонов, уточнение геологической модели бортового уступа Прикаспийской впадины, снижение перспектив нефтегазоносности “терригенного” девона Астраханского свода
	Свободный газ, млрд м^3	780,7	↑	10612,4	
Северо-Кавказская	Нефть, млн т	184,5	↓	1557,7	Выделение бесперспективных участков или участков с невыясненными перспективами, отсутствие традиционных локальных объектов, уменьшение плотности ресурсов УВ на эталонах
	Свободный газ, млрд м^3	580,0	↓	1673,3	
Восточно-Сибирская мегапровинция	Нефть, млн т	315,8	↑	11988,1	Уточнение нефтегазогеологического районирования, геологической модели строения древних комплексов и отдельных месторождений, увеличение площади НГК, увеличение плотности НСР УВ на отдельных эталонах за счет новых открытий
	Свободный газ, млрд м^3	4965,6	↓	42059,3	
Дальний Восток	Нефть, млн т	22,0	↓	546,0	Отсутствие принципиально положительных результатов, не подтвердились перспективы нефтегазоносности Ичинского, Воямпольского и Хайрюзовского прогибов Западной Камчатки
	Свободный газ, млрд м^3	476,0	↑	2240,7	
Ямало-Ненецкий АО	Нефть, млн т	478,0	↑	14751	Активация и переинтерпретация сейсмических данных, выявление значительного числа локальных объектов ($Д_{1л}$), открытие новых месторождений, определение высокого потенциала средней юры и ачимовских отложений
	Свободный газ, млрд м^3	2317,1	↑	98825,1	
Юг Тюменской области	Нефть, млн т	663,4	↑	1800,8	Выявление месторождений нефти в ловушках неантиклинального тела
	Свободный газ, млрд м^3	20,3	↑	20,3	
Томская область	Нефть, млн т	175,4	↓	1627,9	Уменьшение НСР, в нижней юре отмечается увеличение НСР нефти
	Свободный газ, млрд м^3	303,3	↓	671,6	
Ханты-Мансийский АО	Нефть, млн т	1335,6	↓	35511,4	Уточнение плотности ресурсов на эталонах, сокращение запасов категорий $С_3$ и $Д_{1л}$, разнонаправленное изменение запасов нефти по разным комплексам
	Свободный газ, млрд м^3	946,8	↓	5010,2	
Акватории РФ	Нефть, млн т	3863,8	↑	17390,6	Корректировка нефтегазогеологического районирования, увеличение площади перспективных земель, уточнение плотности эталонных участков за счет новых открытий и перспективных ресурсов категории $С_3$, впервые дана оценка по докембрийским отложениям (Таганрогский залив) и подсчитаны ресурсы УВ глубоководной зоны (Черное море)
	Свободный газ, млрд м^3	32860,7	↑	106690,6	

ских, средней и нижней юры повысило ресурсный потенциал этих отложений.

В Западной Сибири, на юге Тюменской области, ресурсы нефти возросли на 37 % за счет активной разведки неантиклинальных ловушек в юрских отложениях и открытия новых месторождений нефти (Северо-Комаринское: категорий $A+B+C_1$ – 2,0 млн т; C_2 – 35,6 млн т, продуктивны средне-верхнеюрские отложения; Косухинское: категорий $A+B+C_1$ – 2,1 млн т; C_2 – 19,1 млн т, продуктивна средняя юра).

В некоторых нефтегазоносных регионах шельфа увеличение ресурсов нефти произошло за счет корректировки нефтегазогеологического районирования и увеличения площади перспективных земель, уточнения плотности запасов на эталонных участках за счет новых открытий и перспективных ресурсов категории C_3. Впервые дана оценка по докембрийским отложениям (Таганрогский залив) и подсчитаны ресурсы УВ глубоководной зоны Черного моря.

В четырех нефтегазоносных регионах произошло уменьшение НСР нефти. Это Прикаспий, Северный Кавказ, Дальний Восток и некоторые районы Западной Сибири: в Томской области – на 10 % (однако в нижней юре здесь произошло увеличение НСР нефти), в Ханты-Мансийском АО – на 4 % (уменьшение плотности ресурсов на эталонах, сокращение по категориям C_3 и $Д_{1л}$, в целом разнонаправленное увеличение и уменьшение НСР по отдельным нефтегазоносным комплексам: увеличение по триасу и палеозою, уменьшение по неокому).

Тем не менее Западная Сибирь по-прежнему является основой сырьевой базой нефтяной промышленности, в которой сконцентрировано более половины ресурсного потенциала. В целом по стране и главным нефтегазоносным провинциям ее континентальной части (Волго-Уральской, Тимано-Печорской, Северо-Кавказской, Западно-Сибирской), как было показано, НСР нефти, рассматриваемые как изначальное природное богатство недр России, изменились лишь на 3-12 % в сторону повышения или понижения по сравнению с предыдущими оценками, что свидетельствует о стабилизации прогноза.

Более значительное изменение (20 % и более) приходится на акватории, Сибирскую платформу (ее некоторые части). Именно эти районы должны стать надежной заменой «старых» районов нефтедобычи: Западной Сибири, Волго-Урала, Тимано-Печоры, Северного Кавказа, что возможно лишь при значительной активизации сейсмических и буровых работ в этих регионах.

Свободный газ

НСР газа России по состоянию на 01.01.2009 г. составляют 287,5 трлн м^3 (51 % мировых) и занимают 1-е место в мире, 2-е место приходится на бассейны Персидского залива (109,2 трлн м^3). В США НСР газа равны 42,0 трлн м^3 – в 7 раз меньше российских. Эти данные свидетельствуют о неоспоримом общемировом приоритете России в ресурсах свободного газа и высоких перспективах развития ее газовой отрасли на ближайшую и дальнюю перспективы. В России в количественной оценке на 01.01.2009 г. 1-е место по газу занимает Западная Сибирь (116,0 трлн м^3), 2-е – шельфы (106,7 трлн м^3), 3-е – Восточная Сибирь (42,0 трлн м^3).

Анализ количественной оценки свободного газа на 01.01.2009 г., по сравнению с предыдущей оценкой, показал, что ее увеличение (2-12 %) в следующих регионах: Тимано-Печорской, Волго-Уральской, Прикаспийской НГП, Ямало-Ненецком АО (север Западной Сибири) за счет уточнения перспективной площади и плотности запасов на эталонных участках и корректировки соотношения объемных величин нефти и газа. Значительное увеличение ресурсов свободного газа произошло в акваториях (до 31 %). В то же время снижены перспективы газоносности на Северном Кавказе (на 35 %), в Восточной Сибири (на 12 %), Западной Сибири (в Ханты-Мансийском АО – на 19 %, Томской области – на 45 %).

Растворенный газ

НСР растворенного газа на 01.01.2009 г. составляют 10772 млрд м^3.

Состояние оценки и структура начальных суммарных ресурсов растворенного газа зависят от ресурсов нефти. Основная часть ресурсов сосредоточена в Западной Сибири, Урало-Поволжье и Восточной Сибири. По сравнению с оценкой 2002 г. ресурсы растворенного газа увеличены на европейском Севере, Северном Кавказе, в Иркутской области, Баренцевом, Карском и Охотском морях.

Вместе с тем имеются основания считать, что оценка ресурсов растворенного газа в России в целом занижена. Эти ресурсы не полностью учтены на открытых нефтяных месторождениях. Очевидное занижение разведанных запасов и перспективных ресурсов соответственно определяет снижение плотности ресурсов растворенного газа на эталонных и расчетных участках.

Конденсат

Ресурсы (извлекаемые) конденсата России уточнены. Согласно этой оценке НСР конденсата на 01.01.2009 г. составляют 17813,0 млн т, на 01.01.2002 г. – 14271,5 млн т, т.е. оценка увеличилась на 3541,5 млн т. Основная часть приходится на Западную Сибирь, российскую часть Прикаспийской впадины и Лено-Тунгусскую провинцию.

Для некоторых регионов наметились выделение бесперспективных участков или районов с невыясненными перспективами, отсутствие традиционных локаль-

ных объектов, уменьшение плотности запасов газа на эталонных участках (Северный Кавказ).

Таковы основные результаты количественной оценки ресурсов нефти, свободного газа, растворенного газа и конденсата России на 01.01.2009 г. Они подтверждают мнение, что Россия относится к странам, наиболее богатым топливно-энергетическими ресурсами. Хотя из ее недр уже добыто 22,2 млрд т нефти и 21,0 трлн м^3 газа (суша и шельф), возможности сырьевой базы отечественной нефтяной и газовой промышленности не исчерпаны и позволяют ориентироваться на сохранение высокого уровня добычи УВ-сырья в течение ряда 10-летий.

Перейдем к рассмотрению тенденций изменения геолого-разведочных работ за 5-летний (2009-2014 гг.) период, влияющих на дальнейшую оценку ресурсного потенциала УВ.

За этот период добыто 2950 млн т нефти, 3710 млрд м^3 газа. Промышленные запасы нефти на 01.01.2015 г. составили 18,3 млрд т, т.е. увеличились на 1,1 млрд т; газа – 50,2 млрд м^3, по сравнению с 01.01.2009 г. увеличились на 2,1 трлн м^3. За предыдущие 7 лет (2001-2008) это увеличение было меньше (нефти – на 0,6 млрд т, газа – на 0,9 трлн м^3).

За 2009-2014 гг. было открыто 300 месторождений (272 с нефтяной и 28 с газовой составляющей). Максимальное число приходится на Волго-Урал (146 с нефтяной и 1 с газовой составляющей). Месторождения приурочены к традиционным регионам: Мелекесской и Бузулукской впадинам (25 и 34 месторождения соответственно), к южной и северной частям Татарского свода (15 и 5 месторождений) и др. Месторождения мелкие по запасам. Два новых открытых месторождения с нефтяной составляющей крупные. Это нефтяное месторождение Великое (в Прикаспии, на северном борту Астраханского свода, на глубине 5200 м в башкирских отложениях), запасы нефти категорий $A+B+C_1$ – 3 млн т, категории C_2 – 328 млн т, а также нефтегазовое месторождение Победа (шельф Карского моря), запасы нефти категорий $A+B+C_1$ – 0,6 млн т, категории C_2 – 129,4 млн т. Примечательно, что в последней количественной оценке северный борт Астраханского свода и шельф Карского моря прогнозировались на газ. Новые открытия имеют принципиальное значение, позволяющее увеличить прогнозную оценку этих регионов в сторону нефти.

При подсчете запасов в прогнозных ресурсах УВ в соотношении жидкой и газообразной фаз уже отмечались несоответствия.

В начале 70-х гг. прошлого века после открытия Вуктыльского газоконденсатного месторождения предполагалась газоносность преимущественно центральной и северной частей Тимано-Печорской провинции. Дальнейшие геолого-разведочные работы не подтвердили прогноз, так как Хорейверская впадина и примыкающие к ней тектонические зоны оказались нефтеносными. Область, перспективная на газ, резко сократилась до впадин Предуральского прогиба и Печоро-Колвинского авлакогена. Это привело к снижению оценки ресурсов газа с 6,0 трлн м^3 в 70-е гг. прошлого века до 3,2 трлн м^3 на 01.01.2009 г.

В Восточной Сибири, где изученность глубоким бурением крайне невелика, пока рано утверждать, что в количественной оценке газ преобладает над нефтью (42 трлн м^3 газа и 12 млрд т нефти). За 2009-2014 гг. в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции – основном регионе Восточной Сибири – открыто 19 месторождений с нефтяной составляющей и 14 – с газовой. Сравнительный анализ в этом регионе на 01.01.2002 и 01.01.2009 гг. показал увеличение запасов нефти на 23 %, ресурсов газа – всего на 2 %. Такая же картина и с неизученным шельфом: газа – 106,7 трлн м^3, нефти – 17,0 млрд т.

Обращают на себя внимание следующие результаты подсчета прогнозных ресурсов нефти и газа на 01.01.2011 г. по миру в целом. По данным Международного энергетического агентства (IEA) (World Energy Outlook, 2011), из 15 нефтегазоносных бассейнов, НСР (извлекаемые) которых составляют 70 % мировых ресурсов по нефти и 63 % – по газу, нет ни одного зарубежного, где бы газ преобладал над нефтью более чем в 1,5-1,8 раза (арктический склон Аляски, Алжиро-Ливийский, Западно-Канадский). В нефтегазоносных бассейнах России из этого списка газ значительно превышает нефть: в 13,0 раз (Баренцевоморский), в 3,6 раза (Восточная Сибирь), в 2,1 раза (Западно-Сибирский), что, возможно, подтверждает высказанное предположение о завышенной газовой составляющей в ресурсной базе России. В интервале глубин 5-7 км резко сокращается нефтяная фаза. Обоснование, что при температуре до 200 °С происходит деструкция нефти, не подтверждается практикой поисково-разведочных работ в мире, где открыты зоны (узлы) нефтенакопления в интервале глубин 8,0-10,5 км при температурах, значительно превышающих 300 °С (Moran Mc, 2011; Варламов А.И., Лоджевская М.И., 2012). Глубинный предел подсчета НСР УВ необходимо увеличить с 7 км до общей мощности осадочного чехла.

В российских регионах нет глубокозалегающих месторождений и залежей до 8,0-10,5 км. Однако в последние годы стали открывать залежи нефти в древних глубокозалегающих горизонтах Тимано-Печоры и Волго-Урала. В Тимано-Печоре в интервале глубин 4,0-4,7 км открыты 73 нефтяные и нефтегазоконденсатные залежи в отложениях девона, силура, ордовика.

В Волго-Урале, Бузулукской впадине, на Бугринском и Рубцовском нефтяных месторождениях продуктивны среднедевонские отложения (глубина 4186-4230 и 4134 м соответственно).

В Приволжско-Предбортовой зоне на нефтяном месторождении Доброе продуктивность приурочена к верхнедевонским отложениям (интервал глубин 4378-4614 м), на Юрьевском – к нижнему карбону – верхнему девону (интервал глубин 4165-4378 м). Приведенные данные свидетельствуют о расширении глубинного интервала нефтеносности в Тимано-Печорской и Волго-Уральской провинциях, что необходимо учитывать при обосновании количественного прогноза жидкой фазы УВ древних толщ. На больших глубинах открыты также нефтяные залежи в Западной Сибири (в юре, мелу и палеозое) и на Северном Кавказе (в мелу), всего на больших глубинах открыто около 300 залежей и месторождений.

Прогнозная оценка ресурсов всегда рассматривается как определяющая порядок возможных запасов УВ; к ней нельзя предъявлять требования высокой точности как к подсчету запасов промышленных категорий. В то же время проблема повышения достоверности прогнозной оценки крайне актуальна, учитывая возросшую роль экономической оценки ресурсов, ее широкое использование при решении вопросов лицензирования недр и разработки долгосрочных проектов недропользования в условиях рыночной экономики. Это касается соотношения жидкой и газообразной фаз.

Анализ также показывает, что точность даже прогнозной оценки ресурсов категорий $С_3$, $Д_1$ по многим подсчетным объектам невысока и в большой степени зависит от экспертных поправок, вносимых при апробации авторских оценок. Поправочные коэффициенты: успешности, подтверждаемости, достоверности необходимо считать не по регионам в целом, а по отдельным нефтегазоносным комплексам.

Корректный учет перспективных ресурсов ($С_3$ и $Д_{1л}$) – основа правильного прогноза объема прироста запасов. При последовательно проводимых геолого-разведочных работах именно ресурсы категории С3 являются основой для открытия впоследствии месторождений УВ.

Анализ количества структур категории $С_3$ и открытых на них месторождений показал, что за весь период открыто 86 % месторождений Волго-Урала, 78 и 76 % – в Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах, 64 % – в Тимано-Печоре. В то же время в Восточной Сибири открыто только 43 % месторождений (в основном из-за малой амплитуды ловушек, выявленных сейсмикой). В целом по России в Госбалансе числится 123 структуры (около 50 %), на которых открыты месторождения. Этот процент понизился с 70 до 50 вследствие усиления негативной тенденции: не все перспективные структуры, на которых открываются месторождения УВ, включаются в Госбаланс. По этой причине из 68 месторождений, открытых в Западной Сибири, только 25 одноименных структур помещено в Госбаланс; по Волго-Уралу – 79 структур из 130; по Тимано-Печоре – 7 из 14 открытий; в Прикаспии – 1 из 2, в Лено-Тунгусской – 9 из 28.

На шельфе Каспийского моря открыто 1 месторождение (Морское) на одноименной структуре с ресурсами категории $С_3$. В Охотском море открыто 5 новых месторождений: Ново-Венинское (НГК), Лебединское (НГК), Северо-Венинское (ГК), Мынгинское (ГК) и Южно-Киринское (ГК). Однако структуры, подготовленные к глубокому бурению, с ресурсами категории $С_3$, в Госбалансе по данной территории не числятся перспективными.

Имеются также случаи открытия месторождений параметрическими скважинами (табл. 2). В Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции таких месторождений 28 (Харьягинское, Варандейское и др.), в Волго-Урале – 37 (Бельское, Володарское и др.), в Прикаспии – недавно открытые Хангорское, Западно-Астраханское, в Западной Сибири – 14 (Березовское, Герасимовское, Горстовое, Колотушное, Куль-Еганское и др.), в Восточной Сибири – 16 (Больше-Тирское, Дулисьминское, Ербагаченское, Санарское, Токминское, Чаяндинское и др.). Приросты запасов по ним наращивались из категории Д прогнозных ресурсов.

Существенную роль в прогнозных ресурсах УВ и обосновании перспектив нефтегазоносности играет наименее достоверная категория $Д_2$, подсчитанная объемно-статистическим методом. Эта категория, как правило, остается неизменной при мониторинге от оценки к оценке. В геологических НСР РФ она составляет 25 % (суша + море). Учитывая, что степень разведанности НСР нефти $\left(\frac{Q + АВС_1 + С_2}{НСР}\right)$ достигает более 46,3 %, в неразведанной части категории $Д_2$ содержится около 20 % НСР.

На суше категория прогнозных ресурсов нефти $Д_2$ (геологические) равна 56,7 млрд т, на шельфе – 35,6 млрд т. На суше 57 % этих ресурсов по-прежнему сконцентрировано в Западной Сибири (32,1 млрд т), 33 % – в Восточной Сибири, т.е. к Западной и Восточной Сибири приурочено 90 % ресурсов нефти категории $Д_2$ суши. Близкая цифра ресурсов категории $Д_2$ Западной Сибири характерна для шельфов (35, 6 млрд т).

По газу ресурсы РФ категории $Д_2$ на суше составляют 39,8 трлн $м^3$, на акватории возрастают до 61,2 трлн $м^3$ (в 2 раза больше, чем по нефти). Учитывая крупные открытия нефти на шельфе, в том числе на глубоководном (Бразилия, Ангола, Нигерия, Северное море и др.), прогнозная оценка по соотношению нефть – газ шельфов России должна быть пересмотрена.

В Западной Сибири прогнозные ресурсы нефти и газа (рис. 1) категории $Д_2$ смещаются в древние глубокозалегающие нефтегазоносные комплексы, приуроченные к ранне-среднеюрскому, триасовому, палеозойскому возрасту, и составляют в сумме 62 %. Возможно, эта цифра завышена, так как перспективные ресурсы кате-

Таблица 2

Месторождения УВ, открытые параметрическими и опорными скважинами в нефтегазоносных регионах России (по данным Государственного кадастра месторождений УВ)

Нефтегазоносный регион	Месторождения	Год открытия	Число месторождений
1	2	3	4
Волго-Уральский	Суводское	1970	
	Неопольское	1964	
	Димитровское	1990	
	Копанское	1976	
	Самойловское	1986	
	Долинное	1984	
	Нагумановское	1979	
	Логовское	1985	
	Сибирское	1986	
	Осокинское	1987	
	Гагаринское	1990	
	Юрчукское	1976	
	Жилинское	1989	
	Бельское	1968	
	Верхне-Чусовское	1976	
	Пихтовое	1982	
	Копальнинское	1970	
	Луживское	1974	
	Маговское	1982	37
	Боровицкое	1986	
	Уньвинское	1980	
	Верхне-Боровское	1977	
	Ветосское	1971	
	Родниковское	1975	
	Лысьвенкское	1971	
	Разумовское	1990	
	Тепловское	1991	
	Ждановское	1973	
	Даниловское	1992	
	Сплавнухинское	1969	
	Краснокутское	1973	
	Чутырско-Киенгопское	1962	
	Гремихинское	1964	
	Володарское	1980	
	Южно-Охотничье	1953	
	Бухаровское	1969	
	Сухореченское	1971	
Прикаспийский	Западно-Астраханское	2005	
	Хонгорское	2009	3
	Полевое	1988	
Тимано-Печорский	Падимейское	1977	
	Песчаноозерское	1982	
	Варандейское	1975	
	Северо-Хаяхинское	1989	
	Мусюшорское	1983	
	Колвинское	1986	28
	Верхнелайское	1990	
	Сарембойское	1980	
	Таркское	1988	
	Шапкинское	1966	
	Харьягинское	1970	

гории C_3 нефти этих комплексов составляют всего 30 % в общем балансе категории C_3 по комплексам, что в 2 раза меньше категории $Д_2$.

Доля прогнозных ресурсов нефти и газа суши и моря категории $Д_2$, разбитая на три категории (100; 50-100 и < 50 %) представлена на рис. 2, 3. Неразведанными (100 % категории $Д_2$ в НСР) являются большинство арктических шельфов, а также некоторые нефтегазоносные области и районы нефтегазоносных провинций (бассейнов) суши (Восточная Сибирь: Северо-Тунгусская, Южно-Тунгусская, Алдано-Майская, Анабаро-Хатангская, Лено-Анабарская, Присаяно-Енисейская нефтегазоносные области; Западная Сибирь: Южно-Карская, суша; нижнеомский самостоятельный потенциальный нефтегазоносный район, Вагай-Ишимский подсчетный участок, палеозойский нефтегазоносный комплекс); самостоятельные потенциально нефтегазоносные и газоносные районы вне провинций и областей Дальнего Востока.

Тем не менее благодаря открытиям последних лет, в том числе и параметрическому бурению, Сибирская платформа стала 3-м (после Западной Сибири и Урало-Поволжья) регионом крупной концентрации ресурсов нефти и газа. Результаты геолого-разведочных работ в целом подтверждают перспективы нефтегазоносности венднижнекембрийских и рифейских отложений центральных районов платформы, включающих Непско-Ботуобинскую и Байкитскую антеклизы и Катангскую седловину, где открыты крупные нефтяные и нефтегазовые месторождения (Верхнечонское, Талаканское, Тымпучиканское, Чаяндинское). Принципиальное значение имеют открытие Юрубчено-Тохомской и Куюмбинской зон рифейского нефтегазонакопления и перспективы распространения нефтеносности рифейского комплекса на значительной территории. Однако в пределах

крупных структурных зон Сибирской платформы, включая Тунгусскую и Присаяно-Енисейскую синеклизы, Лено-Анабарский и Предверхоянский прогибы, Анабарский свод и др., сохраняется значительная неопределенность прогнозной оценки, обусловленная слабой геологической изученностью и отсутствием на некоторых участках реальных положительных результатов геолого-разведочных работ.

Обоснование приоритетных направлений региональных геолого-разведочных работ по созданию новых центров нефтедобычи базируется на сравнительном анализе состояния НСР УВ. В этих регионах преобладающие ресурсы относятся к категории $Д_2$ и неадекватны уже разведанным запасам нефти и газа. Такие регионы пока не могут заменить нефтедобывающие регионы (Западную Сибирь, Волго-Урал, Тимано-Печору).

Выводы и рекомендации

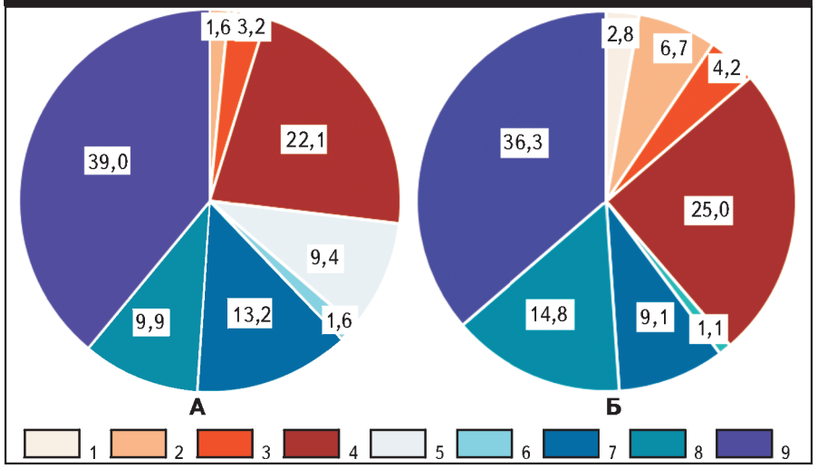
1. Таким образом, НСР России по нефти составляет 111,4 млрд т (извлекаемых), по свободному газу — 287,5 трлн м^3. Разведанность НСР нефти (доля начальных суммарных запасов нефти) составляет 46 %, учитывая темпы перевода ресурсов в более высшие категории, а за период с первой количественной оценки 1958 г. прирост запасов нефти из ресурсов категорий $С_3$+Д в среднем составляет 0,3-0,7 млрд т/год. По результатам геолого-экономической оценки, проведенной после количественной оценки ресурсов УВ (Иутина М.М., Пороскун В.И., 2014), прогнозные открытия месторождений и залежей нефти составляют до 15 в классе крупности 100-500 млн т, 116 месторождений — 30-100 млн т, 440 месторождений — 10-30 млн т, и более 50 000 месторождений с запасами менее 10 млн т.

2. Необходимость совершенствования научных исследований по количественному прогнозу нефте-

Окончание табл. 2

1	2	3	4
Тимано-Печорский	Аресское	1987	28
	Восточно-Возейское	1988	
	Западно-Веякское	1988	
	Западно-Хатаяхское	1989	
	Макарьельское	1989	
	Низевое	1986	
	Печорогородское	1961	
	Прилукское	1978	
	Расьюское	1987	
	Романьельское	1985	
	Сосновское	1982	
	Турчаниновское	1990	
	Южно-Сынинское	1968	
	Южно-Терехевейское	1989	
	Юрвож-Большелягское	1987	
	Чедтыйское	1987	
	Усинское	1963	
Балтийская НО	Ладушкинское	1971	2
	Славское	1972	
Западно-Сибирский	Тевризское	1971	14
	Герасимовское	1983	
	Горстовое	1988	
	Колотушное	1986	
	Куль-Еганское	1987	
	Непонятное	1986	
	Пермяковское	2006	
	Березовское	1955	
	Пихтовое	1991	
	Нанадянское	1990	
	Пайяхское	1990	
	Дерябинское	1977	
	Хабейское	1981	
	Озерное	1969	
Восточно-Сибирский	Пайгинское	1989	16
	Имбинское	1959	
	Оморинское	1980	
	Чаяндинское	1980	
	Нижнехамакинское	1982	
	Восточно-Талаканское	1987	
	Среднеботуобинское	1970	
	Пилюдинское	1987	
	Даниловское	1977	
	Дулисьминское	1983	
	Ербогаченское	2011	
	Токминское	1973	
	Большетирское	1979	
	Санарское	2010	
	Ковыктинское	1987	
	Верхнечонское	1978	
Дальневосточный	Кшукское	1980	2
	Узловое	1969	
Северо-Кавказский	Южно-Буйнакское	1973	6
	Южно-Хадыженское	1987	
	Суворовское	1985	
	Северо-Западно-Афипское	1972	
	Новодмитриевское	1951	
	Калужское	1952	

Рис. 1. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ НЕФТИ (А) И СВОБОДНОГО ГАЗА (Б) КАТЕГОРИИ $Д_2$ ПО НЕФТЕГАЗОНОСНЫМ КОМПЛЕКСАМ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ, %



Возраст: *1* – K_2t, *2* – K_2s-K_1a-K_1al, *3* – K_1 (неоком), *4* – K_1 (ачимовская), *5* – J_3 (баженовская + абалакская), *6* – J_3; *7* – J_2, *8* – J_1, *9* – T+PZ

газоносности недр России очевидна. Это требует более полного использования установленных закономерностей пространственного размещения нефтяных и газовых ресурсов, геохимических исследований, всей совокупности геологических и геофизических данных, расширения информационного пространства за счет изучения дегазации и дефлюидизации глубинных недр земли более 7 км.

3. В количественной оценке ресурсов УВ по состоянию на 01.01.2009 г. базовым методом являлся метод внутренних геологических аналогий. Всего для оценки нефтегазоносных территорий РФ было выделено более 400 эталонных участков, большая часть которых вошла в Банк эталонов, созданный по итогам оценки. Эталонным является наиболее разведанный участок, где, согласно методическим указаниям к количественной оценке, доля ресурсов категорий $С_3$+Д в объеме НСР УВ не должна превышать 30 %. При анализе изменений НСР УВ эталонных участков за период с 01.01.09 по 01.01.15 г. было выявлено, что на большинстве участков изменения укладываются в отведенную долю (за счет разведки; переоценки запасов месторождений, входящих в эталон; опоискования подготовленных структур с перспективными ресурсами категории $С_3$; открытия новых месторождений). Таким образом, можно сделать вывод о том, что выделенные эталонные участки характеризуются высокой степенью разведанности, обоснованно считаются эталонами, что, безусловно, отражает достоверность проведенной оценки. Тем не менее эталоны, на которых отмечено значительное изменение НСР УВ (в сторону уменьшения), требуют подробного анализа и контроля вплоть до их исключения.

4. Правильное определение коэффициентов аналогии эталонных и расчетных участков остается «ахиллесовой пятой» прогноза. Особенно часто нарушаются действующие методические указания по выделению расчетных участков. В ряде случаев за эталоны принимаются слабоизученные участки или внешние эталоны, где доля прогнозных ресурсов велика и не соответствует ресурсам слабоизученных регионов.

5. Как правило, оценка ресурсов УВ рассчитывается в районе одним методом, что снижает объективность и возможность проверки конечных результатов. Вместе с тем все имеющиеся методы прогнозирования нефтегазоносности дают погрешности оценок конкретных величин с разбросом, достигающим кратных значений.

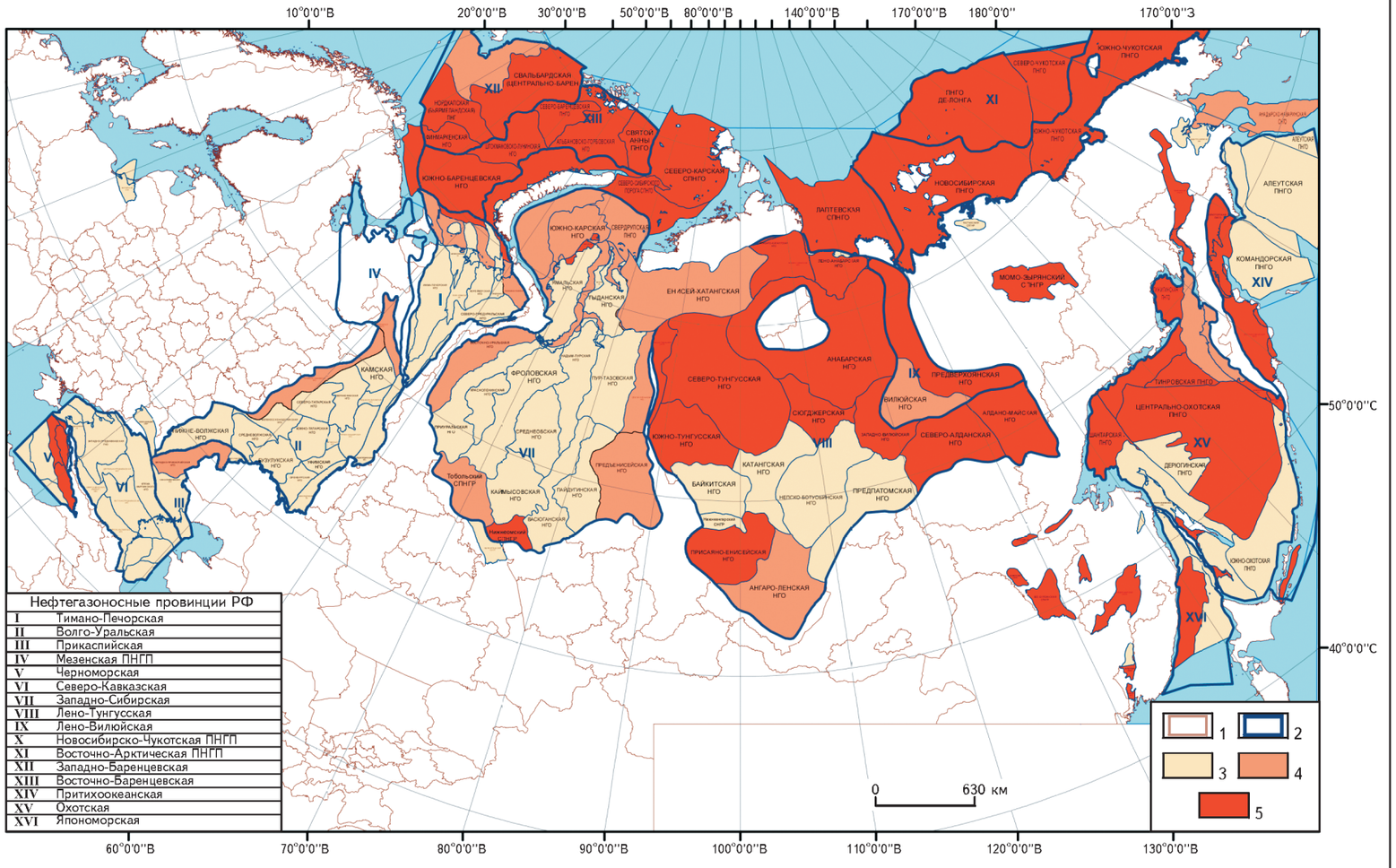
6. Параллельно с фиксированным выражением результатов количественной оценки ФГБУ «ВНИГНИ» планирует внедрить интервальную оценку ресурсов, что будет полнее соответствовать ее вероятностному характеру. Кроме того, более строго должны быть отработаны методы дифференциации ресурсов на жидкую и газообразную фазы, определения извлекаемой части ресурсов и т.д.

7. Корректировку количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата — основы воспроизводства минерального сырья России — следует проводить ежегодно за счет мониторинга накопленной и годовой добычи, промышленных и предварительно оцененных запасов УВ категорий $А+В+С_1$ и $С_2$, перспективных ресурсов категории $С_3$ по субъектам федерации, распределенному и нераспределенному фонду недр, нефтегазоносным провинциям, областям, районам, эталонным участкам, нефтегазоносным комплексам.

8. При проведении последующих количественных оценок необходимо учитывать результаты ревизии фонда подготовленных объектов во избежание завышения оценок и несогласованности в данных количественной оценки и Государственного баланса, что вызывает затруднение при оценке динамики. Следует подчеркнуть необходимость учета перспективных ресурсов категории $С_3$ в Госбалансе дифференцированно по нефтегазоносным комплексам, а не суммированно.

9. Изменения в прогнозные ресурсы категорий $Д_1$ и $Д_2$ следует вносить в случае получения принципиально новых геолого-геофизических результатов геолого-разведочных работ на нефть и газ с учетом изменения нефтегазоносности в результате открытия новых

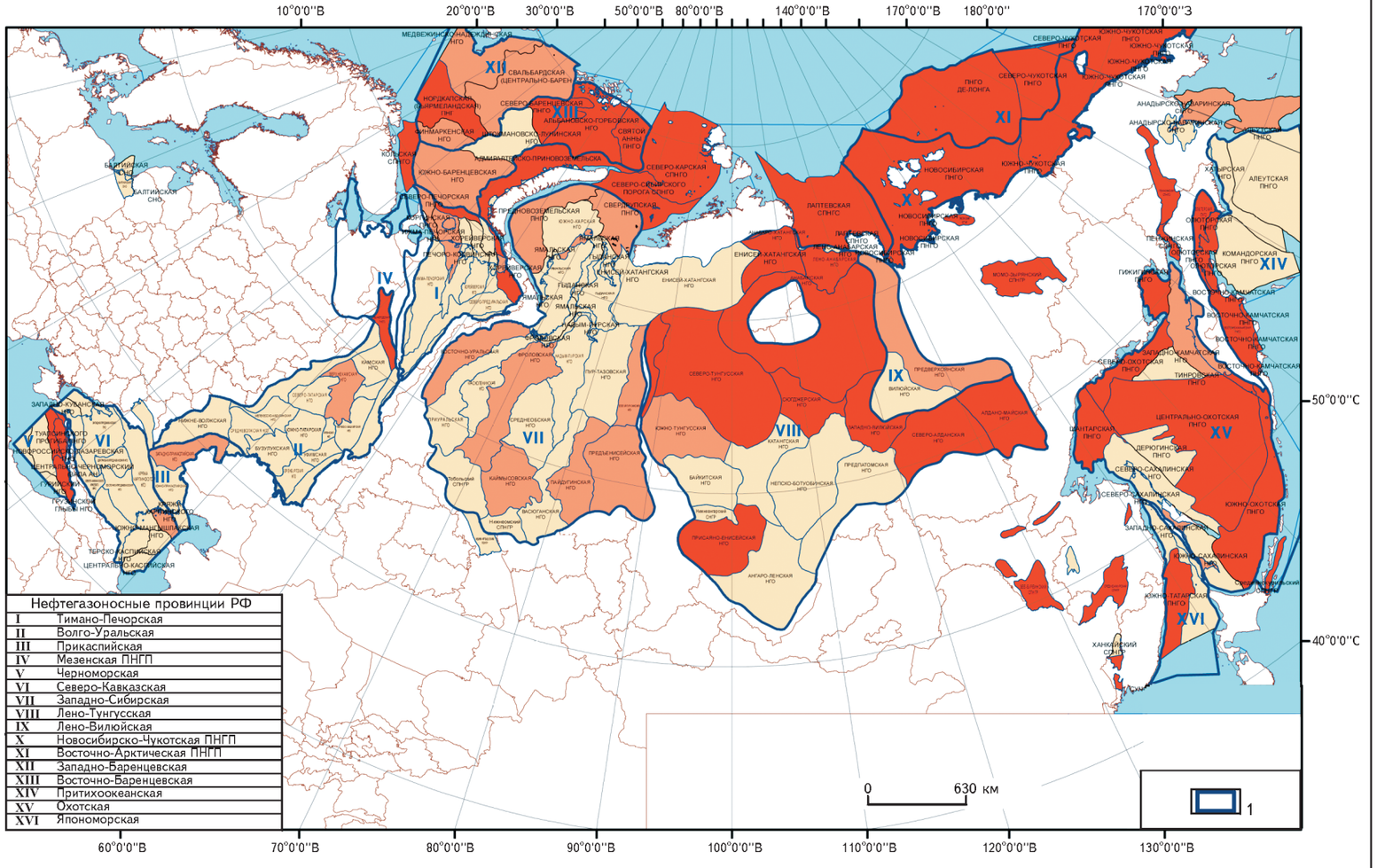
Рис. 2. КАРТА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ РЕСУРСОВ НЕФТИ КАТЕГОРИИ $Д_2$ (извлекаемые) РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



Нефтегазоносные провинции РФ	
I	Тимано-Печорская
II	Волго-Уральская
III	Прикаспийская
IV	Мезенская ПНГП
V	Черноморская
VI	Северо-Кавказская
VII	Западно-Сибирская
VIII	Лено-Тунгусская
IX	Лено-Вилюйская
X	Новосибирско-Чукотская ПНГП
XI	Восточно-Арктическая ПНГП
XII	Западно-Баренцевская
XIII	Восточно-Баренцевская
XIV	Притихоокеанская
XV	Охотская
XVI	Япономорская

Границы: *1* – субъектов РФ, *2* – нефтегазоносных провинций; доля ресурсов категории $Д_2$ в структуре НСР, %: *3* – 0-50; *4* – 50-100; *5* – 100

Рис. 3. КАРТА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ РЕСУРСОВ СВОБОДНОГО ГАЗА КАТЕГОРИИ $Д_2$ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕЕРАЦИИ, млрд $м^3$



1 – нефтегазоносные провинции, самостоятельные нефтегазоносные области; остальные усл. обозначения см. на рис. 2

HYDROCARBON RESOURCES POTENTIAL - THE BACKBONE OF RUSSIAN FUEL-AND-ENERGY SECTOR DEVELOPMENT

Varlamov A.I., Afanasenkov A.P., Lodzhevskaia M.I., Kravchenko M.N., Shevtsova M.I. (FSBI "All-Russian Research Geological Oil Institute")

The article considers the state of oil and gas resource base, analyzes the results of hydrocarbon quantitative estimation as of 01.01.2009 and presents main trends of it for 2009-2017. It is concluded that in new economic situation quantitative estimation of oil, gas and condensate resources should be conducted through federal targeted programs. At the same time resource potential could be estimated only involving main regional scientific centers.

***Key words*:** hydrocarbon resource base; quantitative estimation; federal targeted programs.

месторождений и залежей УВ на основе текущего мониторинга.

10. Очередной этап уточнения количественной оценки ресурсов УВ России необходимо начать в январе 2017 г. и завершить к концу 2019 г., в этом случае актуальность и практическое значение полученных результатов будут более эффективны. Для успешного проведения количественной оценки необходимо привлечение коллектива специалистов, традиционно разрабатывающих проблему прогноза нефтегазоносности России, ФГБУ «ВНИГРИ», ФГБУ «ВСЕГЕИ», АО «НВНИИГГ», АО ХМАО «НАЦ РН им.В.И.Шпильмана», НАО «СибНац», ФГБУ «ЗапСибНИИГГ», АО «СНИИГГиМС», ФГБУ «ВНИИОкеангеология», работающих в настоящее время в том числе в холдинге «Росгеология».

© Коллектив авторов, 2016

Алексей Иванович Варламов,
генеральный директор,
доктор геолого-минералогических наук,
info@vnigni.ru;

Александр Петрович Афанасенков,
первый заместитель генерального директора,
кандидат геолого-минералогических наук,
info@vnigni.ru;

Мануэлла Исааковна Лоджевская,
старший научный сотрудник,
доктор геолого-минералогических наук,
resurs@vnigni.ru;

Мария Николаевна Кравченко,
заведующая отделом,
кандидат геолого-минералогических наук,
resurs@vnigni.ru;

Марина Ивановна Шевцова,
научный сотрудник,
shevcova@vnigni.ru.