

УДК 550.8:622.279

А.Г. Медведев, С.Н. Сивков, В.А. Скоробогатов

## Поисково-разведочные работы ОАО «Газпром» в России в 2013 году: итоги, проблемы, перспективы дальнейших работ

Поисково-разведочные работы (ПРР) на нефть и газ в России проводятся более 130 лет. В течение этого времени география работ от районов Северного Кавказа и Поволжья на восток и север (в том числе от суши к шельфам морей) постоянно расширялась, росли объемы бурения, глубины поисковых и разведочных скважин, повышалась сложность поиска новых месторождений и залежей углеводородов (УВ), увеличивалась стоимость проходки и геофизических исследований недр.

В пределах суши России, арктических и дальневосточных морей известно 35 осадочных бассейнов и суббассейнов, многие из которых являются нефтегазоносными или перспективными для поисков скоплений УВ. Крупнейшие из них – Волго-Уральский, Западно-Сибирский и Восточно-Сибирский мегабассейны, Баренцево-морской, Охотоморский (с о. Сахалин) и другие бассейны.

В настоящей статье авторами проведен мониторинг состояния и развития геолого-разведочных работ (ГРР) и минерально-сырьевой базы (МСБ) ОАО «Газпром».

В результате ПРР в России открыто около 3300 месторождений различной величины (по геологическим и извлекаемым запасам) и типов по фазовому состоянию. ОАО «Газпром» контролирует 160 месторождений (преимущественно в Северо-Кавказской, Западно-Сибирской и Лено-Тунгусской провинциях), а также 15 морских месторождений на шельфах Баренцева, Карского и Охотского морей.

В 2013 г. в России компаниями-операторами суммарно было добыто 523,1 млн т нефти и конденсата, 668 млрд м<sup>3</sup> газа. Прирост новых запасов категории В + С<sub>1</sub> составил: нефти + конденсата – 668 млн т; газа – 1093 млрд м<sup>3</sup>. Было открыто 26 новых месторождений УВ, в том числе два нефтегазовых и одно газонефтяное – на севере Западной Сибири (ЯНАО). Таким образом, было осуществлено расширенное воспроизводство МСБ нефтегазодобычи (превышение прироста над отбором из недр).

Стратегической задачей ОАО «Газпром» в отношении развития ресурсной базы являются сохранение паритета между приростом запасов и текущей добычей и обеспечение расширенного воспроизводства запасов УВ в дальнейшем. В настоящее время запасы газа Общества составляют 35,7 млрд м<sup>3</sup>, конденсата – 1,4 млрд т, нефти – 1,8 млрд т. Одним из основных документов, определяющих стратегию Общества, является Программа развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности до 2035 года [1–3]. Ее цель – обеспечение бескризисного развития компании. Программа предусматривает создание необходимых условий для прироста разведанных запасов УВ-сырья в 2011–2035 гг. за счет ГРР в объеме 20 млрд т у.г.

Основными регионами постановки ГРР и добычи газа на долгосрочную перспективу являются Надым-Пур-Тазовский регион (НПТР), п-ова Ямал и Гыдан, Охотское море и акватории северных морей РФ. Другими крупными районами газодобычи до 2020 г. станут Восточная Сибирь и Дальний Восток, где будут осваиваться шельфовые месторождения о. Сахалин, на суше – месторождения Республики Саха (Якутия), а также Иркутской обл. и Красноярского края.

Ежегодная добыча природного газа ОАО «Газпром» к 2035 г. может достигнуть 765 млрд м<sup>3</sup> при наличии платежеспособного спроса российских потребителей и благоприятных условий на внешних рынках.

**Ключевые слова:**

минерально-сырьевая база, поисково-разведочные работы, запасы углеводородов, геолого-разведочные работы, лицензионный участок.

**Keywords:**

mineral-resources base, prospecting and exploration works, hydrocarbons reserves, licensed area, geological exploration works.

В 2013 г. предприятиями Общества в России пробурено 96,5 тыс. м (102 % от плана), закончено строительством 42 скважины. Отработано 1,75 тыс. пог. км сейсморазведки 2D (119 %) и 10,25 тыс. км<sup>2</sup> 3D (98 %). Затраты на ГРП составили 44,5 млрд руб. (94,5 %).

В результате проведенных ПРР:

- открыто одно новое месторождение в Томской области – им. П. Мангазеева – с запасами 1,03 млн т по сумме категорий  $C_1 + C_2$ ;

- выявлено семь новых залежей в ЯНАО: на Уренгойском (пласт БУ<sub>13</sub>) и Западно-Таркосалинском (пласты Ач<sub>5</sub> и БП<sub>5,2</sub>) месторождениях, Западно-Тамбейском (пласт ТП<sub>1,1</sub>), Юбилейном (пласт АУ<sub>10</sub>), Северо-Парусовом (пласты ТП<sub>7</sub> и ТП<sub>10</sub>) лицензионных участках (ЛУ).

Кроме того, осуществлен «пионерный выход» на Тамбейскую группу месторождений п-ова Ямал; достигнуто значительное улучшение показателей бурения скважин на Чаюдинском нефтегазоконденсатном месторождении; между научно-исследовательскими институтами ОАО «Газпром» утверждено распределение объемов работ по хранению и исследованию кернового материала; получено 17 лицензий на шельфах российских морей, в результате чего значительно возросла МСБ Общества. Запасы газа по категориям  $A + B + C_1$  повысились на 0,5 трлн м<sup>3</sup>,  $C_2$  – на 1,98 трлн м<sup>3</sup>,  $C_3 + D$  – более чем на 17 трлн м<sup>3</sup>. Запасы жидких углеводородов увеличились по категориям  $A + B + C_1$  на 3,5 млн т,  $C_2$  – на 11,5 млн т,  $C_3 + D$  – более чем на 1400 млн т.

При добыче газа за 2013 г. в 488,4 млрд м<sup>3</sup> газа и 48,5 млн т нефти прирост запасов УВ по категории  $C_1$  составил 658,4 млн т у.т. Коэффициент выполняемости запасов по Обществу достиг 122,6 %.

Прирост запасов газа получен за счет следующих направлений деятельности:

- переоценка запасов (сейсморазведка 3D, данные по ранее пробуренным скважинам) в объеме 564,5 млрд м<sup>3</sup>, в том числе: по Крузенштерновскому месторождению – 384,6; Ковытинскому – 156,5; Западно-Тамбейскому – 23,4 млрд м<sup>3</sup>;

- бурение в объеме 82,7 млрд м<sup>3</sup>, в том числе: по Песцовому месторождению – 17,3; Юбилейному – 26,8; Западно-Таркосалинскому – 11,0; прочим – 27,6 млрд м<sup>3</sup>.

В целом приращение запасов по РФ за 2013 г. составляет:

- по шельфам России – 384,6 млн т у.т.;
- на суше: в ЯНАО – 108,8; Иркутской обл. – 157,4; Республике Саха (Якутия) – 5,0; Южном федеральном округе – 1,1; на Дальнем Востоке – 0,7 млн т у.т.

Эффективность бурения на 1 м проходки составила 7227,5 т у.т.; стоимость проходки 1 м оценена в 340,5 тыс. руб., 1 пог. км сейсморазведки 2D – в 229,5 тыс. руб., 1 км<sup>2</sup> сейсморазведки 3D – в 937,9 руб., прироста запасов – в 66,7 руб. за 1 т у.т. Отметим, что стоимость единицы сейсморазведочных работ по сравнению с 2012 г. снизилась (на 47 и 7 % по сейсморазведке 2D и 3D соответственно), в то же время по буровым работам она практически осталась на прежнем уровне.

Основными факторами, не позволяющими увеличить эффективность ГРП, являются:

- отклонение от проектных решений;
- длительные сроки строительства скважин;
- низкое качество крепления скважин, неэффективное первичное вскрытие перспективных горизонтов;
- низкий уровень качества испытания скважин и методов интенсификации притоков.

По данным Управления развития минерально-сырьевой базы от 01.01.2014 г., Группа Газпром владеет 239 лицензиями на право пользования недрами, из них 76 принадлежат ОАО «Газпром», 163 – компаниям Группы Газпром. На суше по 40 % приходится на Европейскую часть РФ и Западную Сибирь, 18 % – на восточные регионы России, 35 лицензий – на шельфы российских морей (20 – Карское, 8 – Баренцево, 5 – Охотское, 1 – Восточно-Сибирское и 1 – Азовское).

В 2013 г. ГРП проводились на 109 ЛУ (поиск – 52; геологическое изучение – 9; разведка и добыча УВ – 48; без учета ПХГ – 9 участков), из которых 41 участок принадлежит ОАО «Газпром» и 68 – дочерним предприятиям Общества.

В табл. 1 отобразено движение лицензий Группы Газпром в 2013 г.

По 39 ЛУ Общества (включая его дочерние предприятия) отмечается существенное неисполнение условий пользования недрами (табл. 2).

Таблица 1

**Движение лицензий ОАО «Газпром» и дочерних обществ в 2013 году**

Показатели	Количество	Примечание
Получено	19	Лицензии: <ul style="list-style-type: none"> <li>• на участки Русановский, Морской, Белоостровский, Скуратовский, Нямецкий, Ленинградский, Обручевский, Невский, Западно-Шараповский, Амдерминский, Северо-Харасавэйский, Фермановский, Демидовский, Медвежий, Северо-Врангелевский;</li> <li>• месторождения Ново-Юдуконское, Лудловское, Ледовое;</li> <li>• ПХГ Горюновское</li> </ul>
Сдано	14	Регионы: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Красноярский край – 3;</li> <li>• Республика Коми – 3;</li> <li>• Краснодарский край – 3;</li> <li>• Оренбургская область – 2;</li> <li>• блок Урумако – 2;</li> <li>• Иркутская область – 1;</li> <li>• Томская область – 1</li> </ul>
Оформлено дополнений (в части ГРП)	15	Регионы: <ul style="list-style-type: none"> <li>• ЯНАО – 6;</li> <li>• Красноярский край – 5;</li> <li>• Иркутская область – 1;</li> <li>• Оренбургская область – 1;</li> <li>• Астраханская область – 1;</li> <li>• Краснодарский край – 1</li> </ul>
Переоформлено	2	Лицензии на Штокмановское месторождение – на ОАО «Газпром», Долгинское месторождение – на ООО «Газпром нефть Сахалин»

Основными проблемами по обеспечению условий лицензионных соглашений являются:

- накопившееся отставание по условиям пользования недрами с 2011–2012 гг.;
- наличие предписаний Росприроднадзора;
- рост суммарного объема обязательств по ГРП;
- ужесточение контроля со стороны Правительства РФ.

Практически все они связаны с текущей организацией буровых работ. Существующая схема управления строительством скважин не позволяет осуществить в полной мере контроль за подготовкой и выполнением работ буровыми подрядчиками. Действующая в дочерних предприятиях структура управления строительством скважин раздроблена и не имеет единого центра ответственности. Штатная структура подразделений, осуществляющих контроль за строительством скважин в дочерних предприятиях, не связана с объемами выполняемых работ и требует оптимизации. Также в дочерних предприятиях отсутствует мотивация по оптимизации затрат на строительство скважин и применению новых технологий и оборудования при бурении. Нет мотивации подрядчика на повышение качества работ. Существующая

схема контрактования буровых подрядчиков не позволяет осуществить должный выбор исполнителей работ.

Тем не менее, сейсморазведочные и другие геофизические исследования, а также НИОКР в 2013 г. выполнены успешно.

В 2014–2017 гг. планируется сосредоточение ГРП ОАО «Газпром» в следующих регионах и объектах:

- ЯНАО – разведка Тамбейской группы месторождений, поиски и разведка юрских и ачимовских отложений, изучение надсеноманских образований;
- Восточная Сибирь – разведка Ковыктинского (с Хандинским участком), Чаиндинского, Тас-Юряхского, Верхневилочанского, Соболюх-Неджелинского, Среднетюнгского месторождений; поисковые и разведочные работы в пределах Таимбинской, Чунской, Имбинской, Троицкой и других площадей;
- шельфы морей – поисковые работы на территории Карского и Баренцева морей (Арктический шельф); разведка Южно-Киринского месторождения; поиски УВ на Аяшском и Восточно-Одоптинском ЛУ (Дальневосточный шельф).

В 2015–2017 гг. предполагается, что ОАО «Газпром» при бурении около 480 тыс. м

Таблица 2

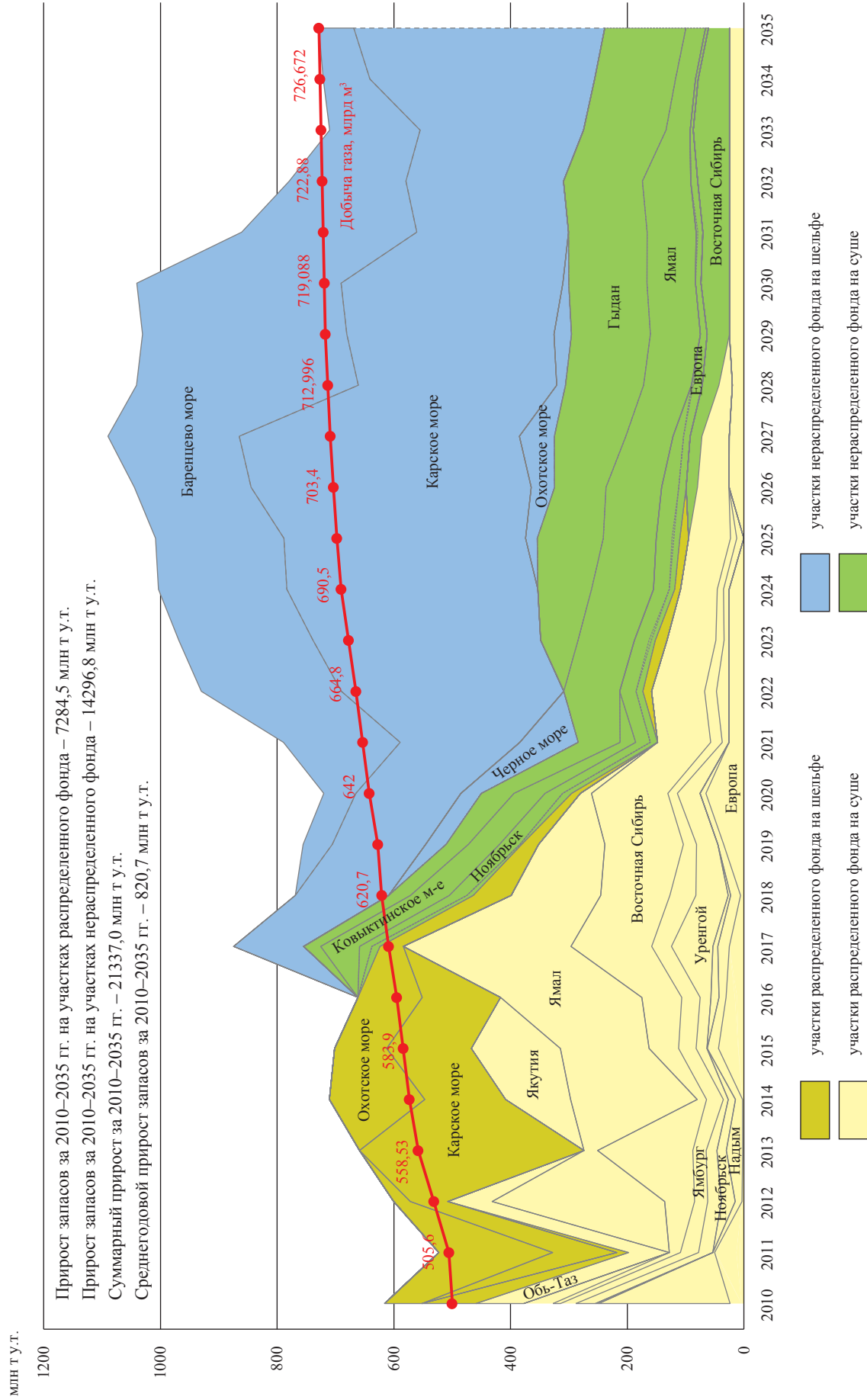
**Участки недр ОАО «Газпром» и дочерних обществ,  
по которым не исполняются условия пользования недрами**

Лицензионный участок	Область невыполнения	Количество лицензий
<p><i>п-ов Ямал и Приямальский шельф</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Северо-Тамбейский</li> <li>• Западно-Тамбейский</li> <li>• Малыгинский</li> <li>• Тасийский</li> <li>• Крузенштернский</li> <li>• Сеяхинский</li> <li>• Ниливойский</li> </ul> <p><i>Надым-Пур-Тазовский регион</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Западно-Песцовый</li> <li>• Южно-Песцовый</li> <li>• Верхнехудосейский</li> <li>• Кутымский</li> <li>• Южно-Кыпакынский</li> <li>• Нинельский</li> <li>• Някхобский</li> <li>• Восточно-Медвежий</li> </ul> <p><i>Красноярский край</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Придудский</li> <li>• Берямбинский</li> <li>• Имбинский</li> <li>• Чунский</li> </ul> <p><i>п-ов Камчатка и Прикамчатский шельф</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Северо-Колпаковский</li> <li>• Западно-Камчатский</li> </ul> <p><i>Республика Коми</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Поварницкий</li> <li>• Припечорский</li> <li>• Западно-Печорокожвинский</li> </ul> <p><i>Свердловская, Астраханская области и Республика Дагестан</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Кедровский</li> <li>• Михайловский</li> <li>• Бухаровский</li> <li>• Правобережный</li> <li>• площадь Новая Надежда</li> </ul>	Сроки и объемы ГРП	29
<p><i>Месторождения</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ямбургское – ачимовские отложения</li> <li>• Песцовое – нижний мел</li> <li>• Заполярное – нефтяные оторочки</li> </ul> <p><i>Участки</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Северо-Пуровский</li> <li>• Ачи-Су</li> </ul>	Сроки ввода месторождений в ОПЭ	5
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Бованенковский</li> <li>• Вынгапуровский</li> <li>• Западно-Таркосалинский – нижнемеловая залежь</li> <li>• Уренгойский – нефтяные оторочки нижнемеловых и ачимовских отложений</li> <li>• Нагумановский</li> </ul>	Несоответствие фактических уровней добычи УВС проектным	5

горных пород (без ПХГ) удастся прирастить около 1,9 млрд т у.т.

По оценке авторов, до конца 2035 г. Обществу необходимо обладать объемом запасов газа в диапазоне 39–40 трлн м<sup>3</sup> для обеспечения его добычи 740–770 млрд м<sup>3</sup>/год в период 2036–2050 гг. и далее.

Этот ресурсный показатель достижим при условии, что в целом по Группе Газпром за 2013–2035 гг. объем бурения составит 2,8 млн м горных пород, сейсморазведочных работ 3D – 90,7 тыс. км<sup>2</sup>, 2D – 48,3 тыс. пог. км. Суммарный прирост запасов достигнет 19,5 млрд т у.т., в том числе по газу – 18,5 трлн м<sup>3</sup>.



Программа развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности РФ на период до 2035 г.

Регионы, в которых возможно осуществить намеченные приросты, отражены на рисунке.

Однако к 2035 г. МСБ газовой промышленности как ОАО «Газпром», так и России в целом будет значительно отличаться от современной по многим параметрам вследствие таких причин, как:

- ухудшение горно-геологических, географических и технологических условий;
- значительная разбросанность, удаленность новых газоносных и газонефтеносных районов друг от друга и от центра страны в отличие от «компактного» расположения базовых месторождений МСБ «образца» 2012–2013 гг.;
- количество месторождений и залежей, находящихся в разведке и разработке (за счет

увеличения доли относительно небольших по запасам месторождений), существенно превышающее нынешние значения;

- значительно большие глубины залегания эксплуатируемых скоплений УВ; более сложный состав газа (ТУВГ, гелий и др.); наличие конденсата и нефтяных оторочек; более низкие добывные возможности залежей газа и нефти;
- еще более осложненная для освоения география размещения новых запасов УВ: шельфы замерзающих морей (Арктика), неосвоенные северные районы Сибирской платформы, впадины и прогибы арктических областей и Дальнего Востока.

### Список литературы

1. Анализ выполнения и коррективы к Программе развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности на период до 2030 года. Этап 3: Анализ выполнения и коррективы к Программе развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности на период 2011–2035 годы (по итогам 2011 г.).
2. Анализ выполнения и коррективы к Программе развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности на период до 2035 года. Этап 1: Анализ выполнения и коррективы к Программе развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности на период до 2035 года (по итогам 2012 г.).
3. Анализ выполнения и коррективы к Программе развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности на период до 2035 года. Этап 2: Анализ выполнения и коррективы к Программе развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности на период до 2035 года (по итогам 2013 г.).

### References

1. Analysis of fulfillment and corrections to the Program of Development of the Mineral Resource Base in the Gas Industry for the Period till 2030. Stage 3: Analysis of fulfillment and corrections to the Program of Development of the Mineral Resource Base in the Gas Industry for the Period till 2011–2035 (based on 2011 results).
2. Analysis of fulfillment and corrections to the Program of Development of the Mineral Resource Base in the Gas Industry for the Period till 2035. Stage 1: Analysis of fulfillment and corrections to the Program of Development of the Mineral Resource Base in the Gas Industry for the Period till 2035 (based on 2012 results).
3. Analysis of fulfillment and corrections to the Program of Development of the Mineral Resource Base in the Gas Industry for the Period till 2035. Stage 2: Analysis of fulfillment and corrections to the Program of Development of the Mineral Resource Base in the Gas Industry for the Period till 2035 (based on 2013 results).