

Не ждать милостей от недр

Ухудшению структуры углеводородных запасов необходимо противопоставить комплекс мер по технологическому развитию НГК



Андрей КОРЖУБАЕВ,
доктор экономических наук,
профессор,
заведующий отделом Института
экономики и организации
промышленного
производства
(ИЭОПП) Сибир-
ского отделе-
ния РАН,
заведую-

щий кафедрой Новосибирского государственного университета

Возможности инновационного развития любой экономики определяются структурой и технологическим уровнем её важнейших отраслей, их масштабами, коммерческой и бюджетной эффективностью, способностью генерировать финансовые ресурсы для модернизации всего национального хозяйства.

Конкурентные преимущества России в международном разделении труда – значительные природные ресурсы, высокий научно-технологический, промышленный и кадровый потенциал, выгодное географическое положение. Их реализация предполагает создание соответствующих организационно-экономических условий на основе комплексного научного обоснования.



Ухудшение ресурсов – мировая тенденция

Нефтегазовый комплекс (НГК) играет значительную роль в экономике и жизнеобеспечении страны. Его экономическая эффективность и технологический уровень отражают международную конкурентоспособность отечественного хозяйства. Россия – крупнейший в мире экспортёр углеводородов, обеспечивающий свыше 16% глобального производства нефти и газа. В 2010 г. добыча «чёрного золота» в стране превысила 500 млн т, газа – 650 млрд м³. Несмотря на значительный рост в последние годы объёмов нефтепереработки, пока в России перерабатывается менее половины добываемого сырья (см. рис. 1).

В этот период НГК формирует 45–50% доходов федерального бюджета, поступления от поставок УВ за рубеж составляют 60–65% всего российского экспорта. Выручка нефтегазовых компаний превышает 400 млрд долларов в год, капитальные вложения на территории России – более 60 млрд, совокупная чистая прибыль – свыше 65 млрд.

Отраслевой комплекс в высокой степени интегрирован в мировую экономику – свыше 70% продукции нефтяной и более 30% газовой промышленности реализуется за рубежом. Экспорт нефти и нефтепродуктов составляет 350–370 млн т в год (свыше 13% всех международных поставок), газа – 160–200 млрд м³ (более 33% трансграничных поставок сетевого газа и 24% – трубопроводного и сжиженного).

В 2010 г. из-за особенностей таможенной политики экспорт сырой нефти несколько снизился при незначительном росте поставок нефтепродуктов, прежде всего мазута и дизельного топлива, предназначенных для дальнейшей переработки в странах-реципиентах. Экспорт газа в условиях ча-

стичного восстановления спроса в Европе увеличился почти на 16% (см. рис. 2).

Общая тенденция развития НГК России – ухудшение горно-геологических и природно-климатических условий разведки и разработки месторождений, рост их удалённости от центров переработки и сбыта.

Общая тенденция развития НГК России – ухудшение горно-геологических и природно-климатических условий разведки и разработки месторождений, рост их удалённости от центров переработки и сбыта.

и разработки месторождений, рост их удалённости от центров переработки и сбыта. В традиционных районах добычи (Западная Сибирь, Северный Кавказ, Урало-Поволжье) наблюдаются увеличение глубины залегающих продуктивных пластов, снижение объёма запасов, усложнение геологического строения, уменьшение пластовых давлений, ухудшение коллекторов и т. п.

В новых крупных районах добычи (Восточная Сибирь, Дальний Восток) пока низок уровень геологической изученности территорий и акваторий, поэтому возможны открытия новых крупных месторождений. Однако уже сейчас очевидно, что горно-геологические условия их освоения будут сложнее, чем в старых районах, а объём удельных инвестиций – выше.

Впрочем, ухудшение параметров нефтегазовых ресурсов – общемировая тенденция. Поэтому происходит постоянное совершенствование технологического уровня разведки и разработки углеводородов.

Рис. 2. Экспорт нефти, нефтепродуктов и газа из России в 2009–2010 гг.

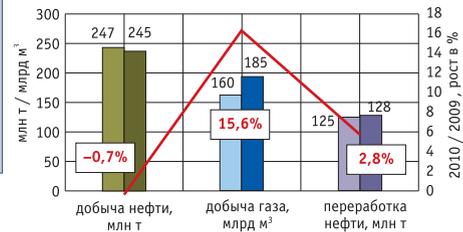


Рис. 1. Добыча нефти, газа и первичная переработка нефти в России в 2009–2010 гг.

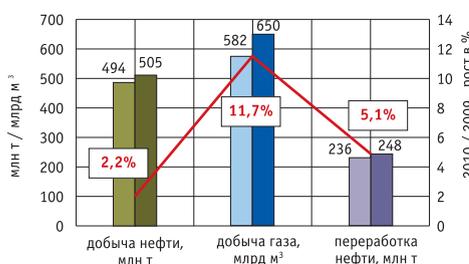
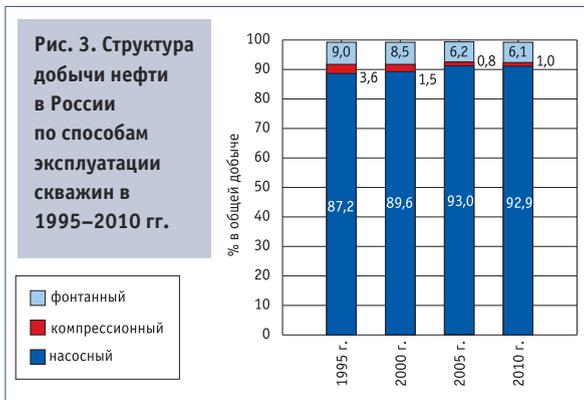


Табл. 1. Отдельные технико-экономические показатели работы нефтяной промышленности России

Показатель	1995 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.
<i>Добыча нефти по способам эксплуатации скважин, %</i>												
насосный	87,2	89,6	90,1	90,6	91,3	92,6	93	93,4	92,2	93	92,8	92,9
компрессорный	3,6	1,5	1,3	1,3	1	0,9	0,8	0,8	0,7	0,8	0,9	1,0
фонтанный	9,0	8,5	8,4	8,0	7,6	6,5	6,2	5,6	7,1	6,2	6,3	6,1
Среднесуточный дебит одной скважины, т	7,5	7,5	7,7	8,3	9,4	10,1	10,3	10,3	10,2	10,1	10,6	10,7
Эксплуатационный фонд скважин, тыс. шт.	143	151	156	155	152	153	151	162	157,1	158,4	152,4	154,5
Бездействующий фонд скважин, тыс. шт.	29,4	27,8	27,6	29,9	30,3	30,6	24,5	23,2	25,8	25,5	24,5	25,1
Удельный вес бездействующего фонда, %	20,6	18,5	17,7	19,3	19,9	20	16,2	16,4	16,4	16,1	16,1	16,2
<i>Объём бурения на нефть, млн м</i>												
эксплуатационного	10,2	9,3	8,8	8,6	9,1	8,3	9,7	11,4	13,7	14,6	14,0	14,3
разведочного	1,4	1,5	1,8	1	1	0,8	0,9	1	1,2	1,2	0,9	1,0
<i>Средняя глубина законченных эксплуатационным бурением скважин, м</i>												
бурением скважин, м	2237	2309	2256	2364	2370	2452	2526	2967	2637	2711	2720	2760
Проходка на одно долбление, м	147	144	142	155	163	181	204	227	249	251	256	262
Уровень использования попутного газа, %	81	80	80	75	78	76	76	77	73	75	74	76



ФОНТАНЫ УХОДЯТ В ПРОШЛОЕ

В настоящее время в структуре добычи нефти в России по способам эксплуатации скважин преобладает насосный метод, доля которого возросла с 85–87% в первой половине 1990-х годов до 92–93% во второй половине первого десятилетия текущего века. При этом доля фонтанного способа снизилась с 9 до 6,1% (см. табл. 2, рис. 3).

В последние годы за счёт применения технологий интенсификации добычи и ввода в разработку ряда новых крупных объектов с высокими начальными дебитами (Приобское, Ванкорское и другие месторождения) средний дебит по отрасли увеличился почти до 11 т в сутки (см. табл. 2, рис. 4). Эксплуатационный фонд скважин стабилизировался на уровне 152–162 тыс. штук, доля бездействующих скважин последовательно снижена с 20% и выше в 1990-е годы до 16–16,4% в 2000-е годы (см. табл. 2, рис. 5).

Объём эксплуатационного бурения снижился до 2005 г., составив в итоге 8,3 млн м. Но после этого, в 2008–2010 гг., он значительно увеличился – до 14–14,6 млн м. Масштабы разведочного бурения варьировались в последние годы в диапазоне 0,8–1,8 млн м в год (см. табл. 2, рис. 6).

В 1990–2000-е годы увеличилась средняя глубина законченных эксплуатационным бурением скважин (до 2,7–3 тыс. м), что отражает общую тенденцию освоения более низких горизонтов. При этом технологии бурения также совершенствовались – проходка на одно долбление увеличилась почти в два раза (см. табл. 1, рис. 7).

В 2000-е годы, в условиях роста добычи нефти, произошло снижение уровня утилизации нефтяно-попутного газа с 80–81 до 73–76%.

В газовой промышленности в последние 10–15 лет происходило снижение среднесуточных дебитов скважин – с 349 до 240–247 тыс. м³, а в 2009 г. – почти до 200 тыс. м³. Однако в 2010 г. они вновь увеличились до 230 тыс. м³. Эксплуатационный фонд скважин возрос до 8,5 тыс. штук, удельный вес бездействующего фонда увеличился до 7,8–8% (см. табл. 2, рис. 8–9). Эти тенденции обусловлены ухудшением структуры разрабатываемых объектов в результате выхода крупнейших месторождений на падающую стадию добычи.

Объём эксплуатационного бурения в значительной степени определялся последовательностью реализации конкретных проектов и варьировался в диапазоне от 0,1 до 0,7 млн м. При

Рис. 4. Эксплуатационный фонд и дебит нефтяных скважин в России в 1995–2010 гг.

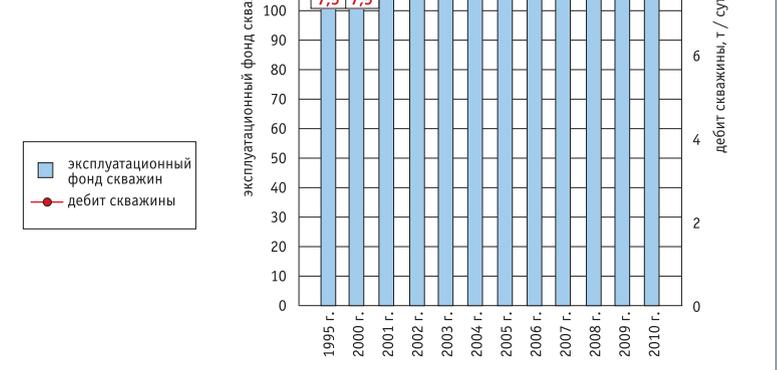
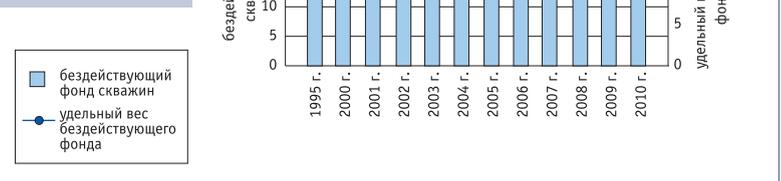


Рис. 5. Фонд бездействующих нефтяных скважин в России в 1995–2010 гг.



этом происходило последовательное увеличение разведочного бурения, масштабы которого были доведены до 0,2–0,3 млн м. Средняя глубина эксплуатационных скважин составляет от 1,5 до 1,7 тыс. м (см. табл. 3, рис. 10–11).

Угрозы для НГК

В результате усложнения условий добычи углеводородов в России и в мире, повышения технологических и экологических требований параметры развития НГК будут в значительной степени зависеть от уровня затрат на инновации и качества нефтегазосервиса.



Рис. 6. Глубокое эксплуатационное и разведочное бурение на нефть в России в 1995–2010 гг., млн м



Рис. 7. Средняя глубина эксплуатационных нефтяных скважин и проходка на одно долбление в России в 1995–2010 гг.



Рис. 8. Эксплуатационный фонд и дебит газовых скважин в России в 1995–2010 гг.

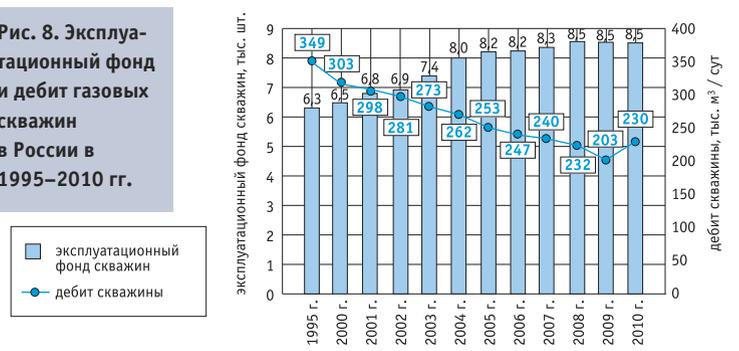


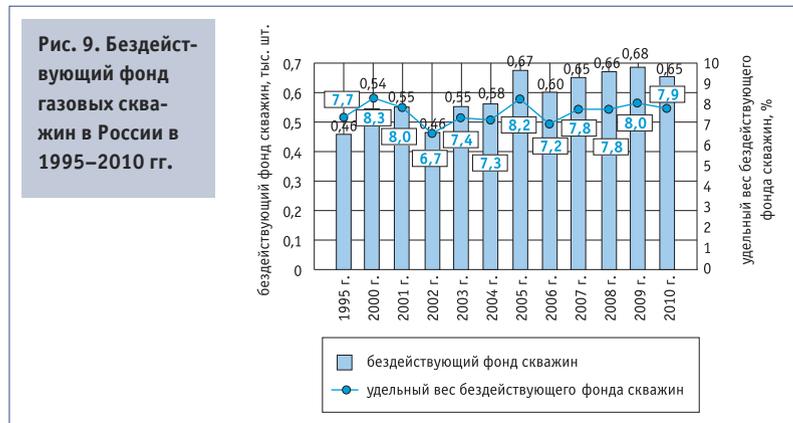
Табл. 2. Отдельные технико-экономические показатели работы газовой промышленности России

Показатель	1995 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.
Среднесуточный дебит одной скважины, тыс. м³	349	303	298	281	273	262	253	247	240	232	203	230
Эксплуатационный фонд скважин, тыс. шт.	6,3	6,5	6,8	6,9	7,4	8	8,2	8,2	8,3	8,5	8,5	8,5
Бездействующий фонд скважин, тыс. шт.	0,46	0,54	0,55	0,46	0,55	0,58	0,67	0,6	0,65	0,66	0,68	0,65
Удельный вес бездействующего фонда скважин в эксплуатационном фонде, %	7,3	8,3	8	6,7	7,4	7,3	8,2	7,2	7,8	7,8	8,0	7,9
Объём бурения на газ, млн м												
эксплуатационного	0,2	0,15	0,2	0,4	0,3	0,7	0,3	0,3	0,1	0,2	0,1	0,2
разведочного	0,12	0,18	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,2	0,2
Средняя глубина законченных эксплуатационным бурением скважин, м	1603	1615	1695	1592	1566	1642	1591	1669	1629	1646	1652	1656
Проходка на одно долбление, м	106	136	159	155	154	160	152	158	177	181	185	188

В настоящее время за счёт хорошей обеспеченности сырьевой базой, наличия значительного инфраструктурного и производственного задела, относительно благоприятных организационных условий деятельности коммерческая эффективность отечественных нефтегазовых компаний значительно выше, чем международных majors. Так, доля чистой прибыли в выручке корпораций, работающих в НГК России, находится на уровне 16–18%, тогда как у крупнейших публичных зарубежных концернов она равняется 3–5%. А себестоимость добычи у российских ВИНК значительно ниже (см. рис. 12).

В дальнейшем для обеспечения конкурентоспособности НГК России необходимы:

- модернизация систем добычи, переработки и транспортировки углеводородов в Западной Сибири и Европейской России;
- формирование новых центров нефтяной, газовой, нефте- и газоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке;
- освоение шельфов морей;
- диверсификация направлений поставок сырья внутри страны и на экспорт.



Технологический уровень нефтяной и газовой промышленности России будет определяться состоянием отечественных предприятий нефтегазосервиса и машиностроения. Однако их развитие сдерживается организационными условиями, что приводит к усилению позиций иностранных компаний и зарубежного оборудования. При этом если в добыче и переработке имеет место высокая концентрация производства и капитала, то в нефтегазосервисе наблюдается слабая консолидация игроков, на рынке присутствует большое число мелких компаний – производителей и импортёров.

Основные угрозы для российского нефтегазосервиса и машиностроения будут определяться следующими факторами:

Табл. 4. Прогноз добычи нефти и конденсата в России до 2030 г. по центрам добычи, млн т

Центр добычи, субъект РФ	2011 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Европейская часть	150	148	145	140	136
Западная Сибирь	316	315	320	328	330
Восточная Сибирь, включая Республику Саха (Якутия)	28	61	76	82	87
Дальний Восток	17	18	24	30	32
Всего	511	542	565	580	585

- возможным сокращением рынка в условиях снижения производственной активности НГК (примеры – кризис 1998 г., глобальный финансово-экономический кризис 2008–2010 гг.);
- значительной «раздробленностью» организационной и производственно-технологической структур;
- увеличением доли импортного оборудования, преимущественно китайского производства, в том числе за счёт расширения режима связанного кредитования;
- слабыми позициями в «премиум-сегменте» (геофизика, наклонно-направленное бурение) при отсутствии у большинства компаний инвестиционных ресурсов для модернизации активов;
- укреплением с 2010 г. реального курса рубля в условиях высокой инфляции, ведущим к удорожанию факторов производства внутри страны и стимулированию импорта;
- низким уровнем перспективного маркетинга и взаимодействия с нефтегазовыми компаниями;
- недостаточной эффективностью государственного регулирования.

ВЕКТОРЫ РАЗВИТИЯ

Важнейшая цель долгосрочного развития НГК России – обеспечение энергетической безопасности страны путём:

- государственного контроля над освоением стратегически значимых месторождений;
- организации глубокой переработки сырья с извлечением и утилизацией всех ценных компонентов;
- налаживания надёжных поставок нефтепродуктов, газа и продуктов нефтегазохимии на внутренний рынок для удовлетворения потребностей экономики и населения страны;
- расширения экспортных поставок;
- укрепления роли России как одного из глобальных экономических лидеров, защиты её геополитических интересов;

Рис. 10. Глубокое эксплуатационное и разведочное бурение на газ в России в 1995–2010 гг., млн м

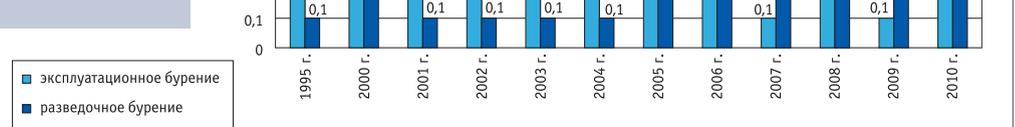


Рис. 11. Средняя глубина эксплуатационных газовых скважин и проходка на одно долбление в России в 1995–2010 гг.

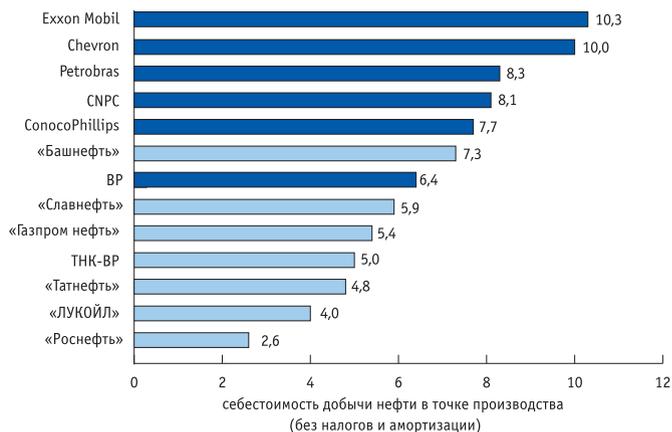


Табл. 5. Прогноз производства газа в России до 2030 г. по центрам добычи, млрд м³

Центр добычи, субъект РФ	2011 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Европейская часть	39	56	104	123	141
Западная Сибирь	589	632	662	685	731
Восточная Сибирь, включая Республику Саха (Якутия)	6	22	82	114	119
Дальний Восток	25	34	47	60	84
Всего	660	744	895	982	1075

В настоящее время за счёт хорошей обеспеченности сырьевой базой, наличия значительного инфраструктурного и производственного задела, относительно благоприятных организационных условий деятельности коммерческих нефтегазовых компаний значительно выше, чем международных мажорс.

Рис. 12. Себестоимость добычи нефти крупнейшими российскими и зарубежными нефтяными компаниями, долл. / барр.

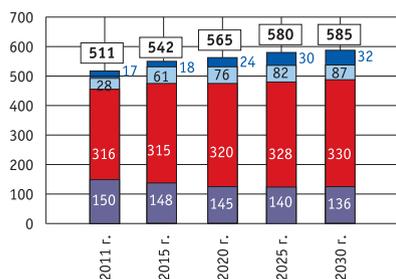


- обеспечения поступлений в государственный бюджет;
- формирования платёжеспособного спроса на продукцию сопряжённых отраслей (машиностроения, сферы услуг, транспорта и т. п.).

Перспективные объёмы добычи нефти в России будут определяться внутренним и внешним спросом на жидкое топливо и уровнем цен на него; развитостью транспортной инфраструктуры; географией и качеством разведанной сырьевой базы и темпами её воспроизводства; налоговыми и лицензионными условиями и научно-техническими достижениями в



Рис. 13. Прогноз добычи нефти в России до 2030 г., млн т



сфере разведки и разработки месторождений. При сочетании благоприятных внутренних и внешних факторов и проведении эффективной политики в области воспроизводства МСБ добыча нефти и конденсата в России может к 2025–2030 гг. возрасти до 580–585 млн т (см. табл. 4, рис. 13).

Масштабы добычи газа на период до 2030 г. будут зависеть в основном от внутреннего спроса, международной конъюнктуры и уровня цен на энергоносители, темпов развития газотранспортной инфраструктуры, воспроизводства ресурсно-сырьевой базы, научно-технических инноваций, объёма инвестиций в традиционные и новые газодобывающие регионы. Согласно наиболее оптимистическому сценарию, к 2030 г. добыча «голубого топлива» может возрасти до 1075 млрд м³ (см. табл. 5, рис. 14).

Для поддержания и наращивания добычи нефти и газа масштаб поисково-оценочного и разведочного бурения должен увеличиться до 2,8–3,1 млн м в год (для сравнения, в 1991 г. он равнялся 4,3 млн м), ассигнования на ГРП – до 280 млрд рублей (в ценах 2009 г.), объём нефтегазосервиса – в 4–4,5 раза при повышении качества услуг.

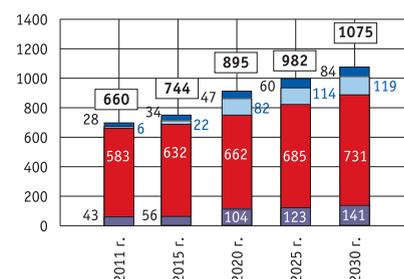
Каковы задачи государства?

Доходы, получаемые от экспорта нефти и газа, необходимо направлять как на инвестиции в «экономику знаний», так и, прежде всего, на обеспечение устойчивого развития самого НГК. Следует увеличить и повысить качество ГРП, совершенствовать транспортную инфраструктуру, стимулировать отечественное нефтегазовое машиностроение и нефтегазосервис.

К основным направлениям обеспечения устойчивого развития НГК в части воспроизводства минерально-сырьевой базы и технологической безопасности следует отнести:

- законодательное установление уровня ассигнований на ГРП не менее 6% от консолидированных расходов нефтегазовых компаний и требования обеспечения полного воспроизводства МСБ (уровень прироста запасов за счёт геологоразведки как минимум должен быть не меньше объёмов добычи). Эту идею ещё в середине 1990-х годов выдвинул академик А. Э. Конторович. С тех пор превышение добычи над запасами, даже с учётом озвученных их высоких приростов, в последние годы составило для нефти более 1,1 млрд т, для газа – свыше 2,5 трлн м³;
- введение уровня локализации проектов (доля российского оборудования и услуг в структуре расходов нефтегазовых

Рис. 14. Прогноз добычи газа в России до 2030 г., млрд м³



компаний должна составлять не менее 80%, на шельфе – не менее 60%);

- прямой запрет на импорт оборудования, в том числе по связанным кредитам, в отраслях, терпящих бедствие от иностранной конкуренции;
- стимулирование импорта передовых технологий и нового оборудования группы «А», не имеющих аналогов в России;
- создание специализированного холдинга с государственным участием «Нефтегазовые технологии – НГТ» с включением в него сервисных компаний и машиностроительных предприятий, работающих на территории РФ, для продвижения отечественной продукции на внутреннем и зарубежном рынках;

расширение практики связанного кредитования поставок российского нефтегазового оборудования за рубежом с использованием опыта экспорта вооружений и военной техники.

Для повышения эффективности нефтегазового комплекса РФ необходимо продолжить процесс формирования технологически, территориально и структурно сбалансированных компаний с диверсифицированными активами. Следует также увеличивать объёмы и глубину переработки нефти, обеспечивать добычу и технологическую сбалансированность утилизации нефтяного попутного газа с учётом территориального размещения производственных мощностей и транспортной инфраструктуры вне зависимости от их организационной принадлежности и структуры собственности.

Главной задачей государства должно стать содействие инновационным и инвестиционным процессам, происходящим в отрасли, создание дополнительных возможностей для их участников. В качестве наиболее важных задач следует рассматривать:

- обеспечение расширенного воспроизводства МСБ;
- поддержание стабильного налогового режима, не ухудшающего экономическое положение и не снижающего инвестиционные возможности НГК;
- создание благоприятных условий и гарантий для реализации крупных инвестиционных проектов, способных в будущем обеспечить значительный мультипликативный эффект;
- формирование стимулов для максимально широкого использования конкурентоспособного отечественного оборудования во всех технологических процессах и проектах;
- разработка и внедрение инновационных технологий, новых продуктов и материалов.