

Горизонты нефтедобычи: проблемы и цифры

Сегодня в нефтяной промышленности закрепились положительные тенденции: объемы добычи нефти (с газовым конденсатом) ежегодно возрастают: за 2001–2007 годы рост составил 51,7% к уровню 2000 года, объем переработки нефти увеличился до 225,5 млн тонн, на 29,8%. Цена на нефть Urals за 2004–2006 годы возросла в 1,8 раза, и рост цены продолжается.

Вместе с тем в отрасли наблюдаются и тревожные факторы — отстают ввод в разработку нефтяных месторождений и подготовка извлекаемых запасов нефти в северных и восточных районах страны. Отмечаются серьезные проблемы с повышением извлечения накопленных остаточных запасов нефти, с увеличением глубины переработки нефти на российских НПЗ и повышением использования нефтяного сырья — вывоз нефти из страны превысил 52% от добытой нефти. В совокупности с изменчивостью мировых цен на нефть эти факторы предостерегают нас от излишнего оптимизма в отношении перспектив развития нефтедобычи и всего нефтяного комплекса страны.

Сейчас при корректировке Энергетической стратегии России до 2020 года и разработке направлений развития ТЭК до 2030 года закономерно определить перспективы развития нефтяной отрасли исходя из новых базовых условий и установить оптимальные уровни добычи, достаточные для обеспечения нефтью национального хозяйства и отдельных регионов в динамично изменяющихся внешних условиях.

Нефтяная отрасль характеризуется высокой капиталоемкостью, и при существенной неопределенности условий будущего развития отрасли исследование стратегических перспектив ее развития должно производиться во взаимосвязи с остальными секторами экономики. Учет такой взаимосвязи является важным условием предотвращения угроз отрасли со стороны изменения структуры экономики, уровня спроса на нефть и нефтепродукты и максимально эффективного использования потенциала нефтяной отрасли и составляющих ее компаний. Этот принцип требует четкого разделения **условий** хозяйствования и **возможных вариантов действий** нефтяных компаний.

**Условия** формируются внешнеэкономическими факторами — уровнем развития российской экономики, изменениями в ее структуре и увеличением внутрироссийского спроса на продукты переработки нефти, уровнем цен на нефть на мировых рынках и по регионам России, правилами госрегулирования в сфере недропользования и налогообложения.

Рассматриваемые при корректировке Энергетической стратегии России до 2020 года и разработке направлений развития ТЭК до 2030 года сценарии развития экономики не только выдвигают жесткие требования к развитию нефтяного комплекса, но и в свою очередь во многом обуславливаются его развитием. Нефтяная отрасль должна обеспечить растущую внутреннюю потребность в нефтепродуктах и обязательные экспортные поступления. Прогнозируемый значительный рост внутреннего спроса на нефтяные ресурсы — в 2015 году на 33–35% и в 2030 году на 78,5–90,6% — выше спроса в 2005 году, и расширение мощностей по экспорту нефти требует значительных усилий по развитию нефтедобычи [1].

Серьезным риском для нефтяной отрасли является динамика цен на нефть на зарубежных рынках. В прогнозах мировых цен нефти, выполняемых зарубежными специалистами, отмечается значительный разброс в оценках уровня цены. Так, прогноз Международного энергетического агентства (МЭА) основан на распространенном среди аналитиков предположении о снижении текущих цен на нефть к 2030 году до уровня 55–62 долл. 2006 года за баррель. Департамент Энергетики США предлагает широкий диапазон в ценовых сценариях до 2030 года — от 35 до 100 долл./барр. (в ценах 2005 года), что обусловлено неопре-

деленностью как ценовой политики ОПЕК, так и планов развития запасов нефти и ее добычи. В прогнозах CERA максимальная неопределенность номинальной цены ожидается в 2010–2015 годах, когда она может варьироваться от 20 до 120 долл./барр. К 2030 году цена прогнозируется в пределах 35–85 долл./барр [2].

Хотя политические факторы в прогнозе мировой цены нефти имеют первостепенное значение, не следует недооценивать экономические реалии. Высокие цены на нефть, сохраняющиеся на протяжении длительного времени, стимулируют энергосбережение, замену нефтепродуктов альтернативными видами топлива. Если при этом доходы нефтедобывающих компаний не срезаются налогами до уровня невысокой цены, то становится эффективным применение более дорогих технологий разработки, повышение нефтеотдачи, интенсификация поиска и разведки новых месторождений нефти, разбуривание месторождений, которые при низкой цене нефти были бы убыточны. Все это постепенно приводит к превышению предложения нефти над спросом и в результате — к снижению мировой цены нефти.

Наоборот, при длительном интервале низких цен все дорогостоящие мероприятия невыгодны, вводятся только высокоэффективные месторождения, по которым можно расплатиться за кредит даже при этих низких ценах, интенсивность геологоразведки падает, низкодебитные скважины закрываются и т.д. Постепенно образуется дефицит подготовленных к разработке запасов, что приводит к росту цен на нефть.

В начале 1970-х годов ОПЕК ограничила поступления дешевой нефти на мировой рынок, но это не привело бы к столь большому росту цен, если бы этот рост не был подготовлен длительным периодом низких цен на нефть. В результате был запущен колебательный процесс. В 1980-х годах цена на нефть не опустилась бы так низко, если бы не была подготовлена высокими ценами предыдущего периода.

Нами были проанализированы среднегодичные цены на нефть с 1974 года по настоящее время в неизменных долларах 2005 года. Функция автокорреляции (рис. 1 на стр. ) показывает, что, наряду с высокой положительной корреляцией с ценой предыдущего года, имеется отрицательная корреляция цены нефти с периодом времени длиной 15 лет, отстоящим

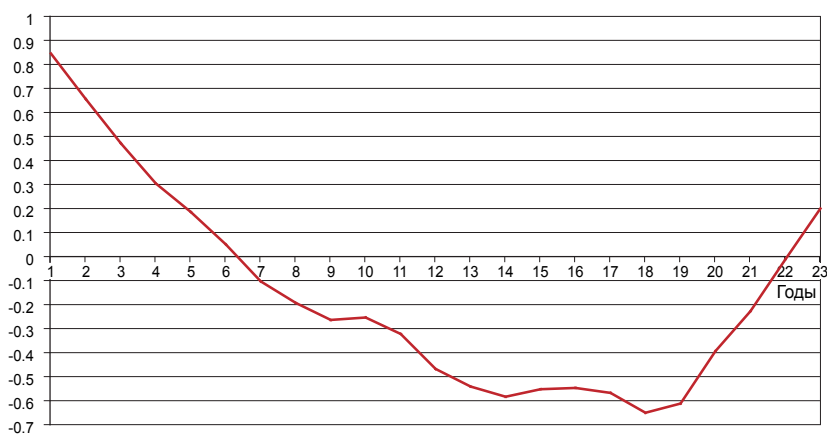


Рис. 1. Автокорреляция мировой цены нефти

на 6 лет от текущего момента. Рассчитав соответствующую авторегрессию с учетом ухудшения горно-геологических условий добычи (удорожание приблизительно на 1% в год), мы получили прогноз цены нефти до 2040 года с минимумом цены после 2025 года и вероятностью дальнейшей роста (рис. 2).

При разработке сценариев развития экономики России были приняты на перспективу следующие прогнозы.

- Умеренный рост цен на нефть марки Urals до 56 долл./барр. в 2010 году, рост умеренными темпами до 65 долл. в 2020 году и до 75 долл. в 2030 году. Пересчет этих цен в постоянные доллары 2005 года дает стабилизацию цен нефти в диапазоне 46–48 долл./барр., что больше низких, но меньше средних прогнозов международных организаций.

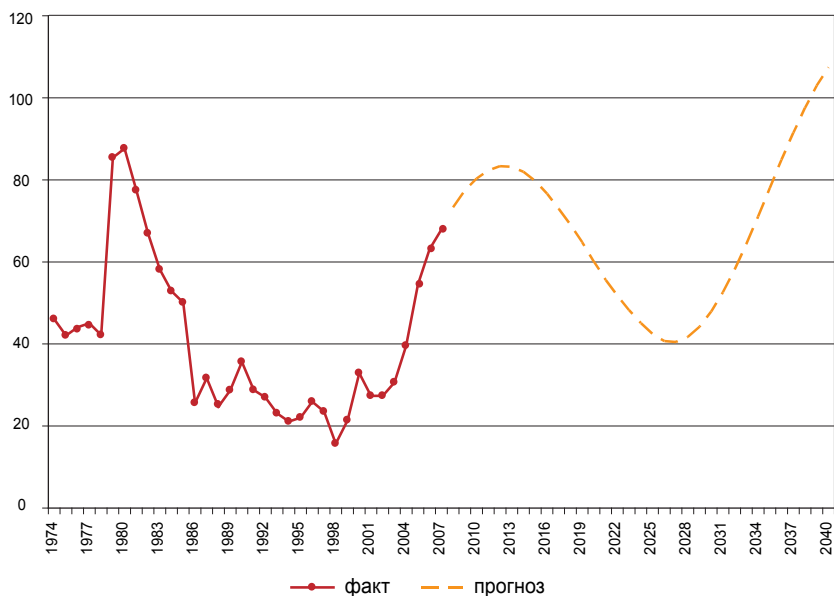


Рис. 2. Прогноз мировой цены нефти, долл. 2005 года/барр.  
Данные ИНЭИ РАН

На базе этого прогноза МЭРТ России разработало Концепцию долгосрочного социально-экономического развития РФ и соответствующий ей инновационный сценарий экономического развития до 2030 года для ЭС-30 [3].

- Постоянный рост цен на нефть к 2020 году до 95 долл./барр. и до 125 долл./барр. в 2030 году (около 76 долл./барр. в ценах 2005 года). На базе этого прогноза цен ИНЭИ РАН разработал более оптимистический сценарий социально-экономического развития, в котором отражена парадигма превращения России в мирового лидера по производству наукоемких высококачественных материалов различного назначения высоких уровней передела.

Формирование вариантов развития отрасли в перспективе до 2030 года происходило в рамках двух сценариев развития экономики до 2030 года. Прогнозирование оптовых цен на нефть на внутреннем рынке для принятых в сценарных условиях уровней цен и развития конъюнктуры внутреннего и внешнего рынков велось с учетом правил классической конкуренции — российские цены нефти полностью дерегулированы и определяются ценами мирового рынка. Цена нефти на внутреннем рынке принимается ниже мировых на величину таможенных пошлин, транспортных и других затрат по обеспечению экспорта нефти. Исходя из возможных направлений экспорта российской нефти, за основу прогноза цен на нефть в Европейских регионах приняты цены нефти Urals на рынках Европы. Для регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока эффективные внутренние цены нефти определялись по ее цене в портах Китая и Японии, которая на 5% выше среднеевропейской цены.

При расчете цен принят действующий порядок исчисления таможенной пошлины на нефть — 65% с разницы цены на нефть европейского рынка и 182,5 долл./т (табл. 1).

Рассчитанные таким методом цены нефти дают ориентир нефтедобывающим компаниям по развитию бизнеса в добыче нефти.

Высокие уровни внешних цен и равновесные цены, растущие в 1,5–1,7 раза по регионам (со 158 долл./т в 2005 году до 177–254 долл./т в 2030 году в центре страны), могут обеспечить высокие уровни добычи нефти в РФ.

Традиционный для нефтяного бизнеса риск недостаточного развития сырьевой базы для нефтяной отрасли России стал актуальным уже в настоящее время. Рост добычи нефти в стране происходит на фоне ежегодного отставания прироста извлекаемых запасов от их отбора. За 2000–2005 годы прирост извлекаемых запасов нефти за счет разведки и переоценки запасов составил 1988,2 млн т, а отбор нефти — 2316,2 млн т. Отрицательное сальдо прироста запасов (–328 млн т) еще больше увеличивается при учете происходящего списания запасов.

Вследствие абсолютного сокращения и ухудшения ресурсной базы страны обеспеченность добычи нефти извлекаемыми запасами за 2001–2006 годы сократилась более чем на треть, а активными запасами нефти — еще в большей степени, на 45%.

Формирование сценариев развития нефтедобычи на период до 2030 года было проведено с учетом рассчитанных уровней цен на нефть до 2030 года по умеренному и оптимистическому варианту развития, прогноза прироста извлекаемых запасов нефти и необходимых для этого средств, намечаемых МПР России в «Долгосрочной государственной программе изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы России на основе баланса потребления и воспроизводства минерального сырья» (утверждена приказом МПР России от 8 июня 2005 года № 160, одобрена Правительством РФ в 2005 году) [4], а также с учетом снижения издержек добычи нефти на основе реализации мероприятий научно-технического прогресса.

Программой воспроизводства минерально-сырьевой базы предусматривалось обеспечить прирост балансовых запасов нефти за 2006–2030 годы в объеме 8995 млн т, направив на геолого-разведочные работы углеводородного сырья 128,4 млрд долл. (в ценах 2005 года, курс доллара — 28,3 руб./долл.).

Оценка развития отрасли в целом и определение технологически реализуемых и экономически оправданных (коммерчес-

ки эффективных) вариантов добычи нефти в условиях неопределенности внешних и внутренних факторов в будущем (в перспективе до 2030 года) была проведена с использованием разработанного в ИНЭИ РАН модельного комплекса по оптимизации производственно-финансовой программы нефтяной отрасли по добывающим районам РФ (ОКТОПУС).

Оптимизация в системе ОКТОПУС производится на стадии имитации добычи нефти (разработки нефтяных месторождений) [5]. Исходные данные в системе ОКТОПУС задаются в виде интервалов значения (вероятных законов распределения). В соответствии с этими законами производится многократная генерация набора исходных данных системы так, чтобы они не выходили за пределы заданного интервала значений (метод Монте-Карло). С каждым набором исходных данных производится полный расчет (имитация) запасов нефти, потоков нефти и денежных потоков во времени. Результаты имитаций обрабатываются статистически таким образом, чтобы получить оценку среднего значения каждого показателя и интервал значений, которые он может принимать, а также оценки риска (вероятности наступления заданных нежелательных событий).

Например, в модели района разведки и добычи нефти интервалами значений задаются:

- динамика капиталовложений в программу поиска и разведки нефтяных месторождений;
- динамика прироста (извлекаемых) запасов;
- вероятность, что месторождения не будут открыты;
- крупность месторождений;
- интервалы характеристик открываемых месторождений;
- затраты, необходимые для начала добычи нефти в районе, и т.д.

Для каждого района или отдельного месторождения рассчитываются характеристики эффективности за весь период разработки (средние ЧДД, ВНД и т.д.) и риск (вероятность, что ЧДД окажется от-

**Таблица 1**  
**Прогнозы мировых и внутренних цен на нефть, долл./барр. \***

Продукты	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
Мировые цены на нефть Urals, долл./барр.	50,6	50,7/58,9	49,2/65,6	48,3/70,6	45/73	45/76
Внутренние цены на нефть, долл./т**	158	186/207	182/224	180/236	176/245	177/254

\* инновационный / оптимистический сценарий

\*\* для районов Центрального федерального округа

Расчеты ИНЭИ РАН

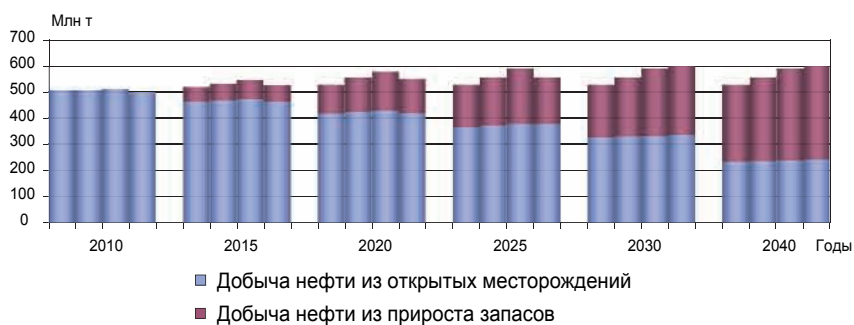


Рис. 3. Динамика добычи нефти по сценариям до 2040 года

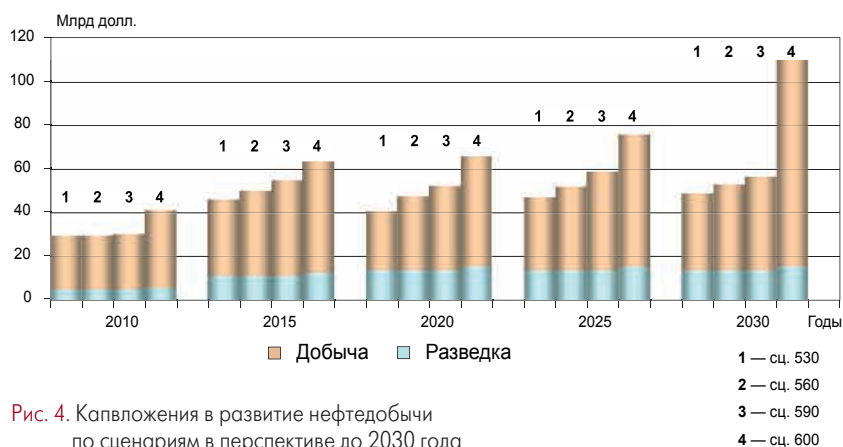


Рис. 4. Капвложения в развитие нефтедобычи по сценариям в перспективе до 2030 года

- 2) наращивание добычи до 560 млн т к 2020 году и сохранение этого уровня до 2030 года. Добыча из прироста запасов в 2020 году должна обеспечить порядка 24% общей добычи нефти, в 2030 году — 40%;
- 3) достижение уровня добычи в 580 млн т в 2020 году, 590 млн т в 2025 году и сохранение его до 2030 года. При этом потребуется увеличить добычу из неоткрытых месторождений — в 2020 году до 25%, в 2030 году — до 43%;
- 4) стабильное увеличение (на 0,9% в год) уровня добычи нефти до 600 млн т в 2030 году. Добыча из прироста запасов в 2020 году будет 18%, в 2030 году возрастет до 44% (рис. 3).

Поскольку нефтедобыча является высококапиталоемкой и высокоинерционной отраслью, важным для определения перспектив ее развития является то, что система ОКТОПУС, дополненная ограничениями, закрепляющими программные решения на рассматриваемый перспективный период, позволяет построить оптимальное продолжение программы на следующие годы (при заданных условиях развития) — еще на десять лет. Расчеты на имеющейся у нас базе по развитию геологоразведки показывают, что после 2030 года в четвертом сценарии происходит обвальное снижение добычи (более чем на 20 млн т в год), в то время как в первом сценарии за пять лет ожидается снижение на 22 млн т.

Необходимо отметить, что указанные уровни добычи обеспечиваются одинаковыми приростами извлекаемых запасов и определяются интенсификацией добычи на новых месторождениях и площадях открытых, но не вовлеченных в настоящее время в разработку. Наличие более точных и расширенных данных по перспективе развития ГРП за 2020 год по-

рицательным) при заданной динамике цен на нефть.

Согласно приведенным расчетам относительно добычи нефти (с газовым конденсатом) по регионам России на период до 2030 года, с учетом анализа ресурсной базы нефтедобывающей отрасли и намечаемых приростов запасов нефти, экономически оправданные уровни добычи нефти в России уже к 2015 году могут достигнуть 530 млн т, и далее возможны варианты:

- 1) стабилизация этого уровня до конца рассматриваемого периода, при этом добыча из ожидаемого прироста будет обеспечивать в 2020 году около 20% общего объема, в 2030 году — 38%;

**ЕЛИСЕЕВА Ольга Алексеевна —**

зав. лабораторией научных основ развития и регулирования систем газо- и нефтеснабжения ИНЭИ РАН, к. э. н.

Родилась в 1950 г.

В 1972 г. окончила Институт народного хозяйства им. Г. В. Плеханова.

С 1972 г. занимается вопросами развития и размещения нефтяной отрасли РФ и ее отдельных регионов, стран бывшего СССР, а с 2001 г. — вопросами развития газовой отрасли, разработкой проектов по оптимизации развития газовой отрасли России и ОАО «Газпром». Как эксперт привлекалась к работе по определению динамики развития российского рынка газа НП «Координатор рынка газа», рабочих групп по нефтяному и газовому комплексам, по корректировке Энергетической стратегии России до 2020 г. и разработке направлений развития ТЭК до 2030 г. Имеет научные труды и публикации.



Таблица 2

Поступление средств в различных сценариях добычи нефти по вариантам развития до 2030 года и до 2040-го

Чистый дисконтированный доход (NPV), млрд долл.	2030 г.		2040 г.	
	Оптимистический	Умеренный	Оптимистический	Умеренный
Сценарий 530	411	295	444	313
Сценарий 560	418	297	451	317
Сценарий 590	424	300	459	320
Сценарий 600	390	294	422	315
<b>Суммарные дисконтированные налоги, млрд долл.</b>				
Сценарий 530	586	368	638	394
Сценарий 560	602	377	657	404
Сценарий 590	619	386	678	416
Сценарий 600	578	373	637	403
<b>Суммарный дисконтированный эффект, млрд долл.</b>				
Сценарий 530	997	663	1081	708
Сценарий 560	1019	674	1108	721
Сценарий 590	1043	686	1137	736
Сценарий 600	968	667	1059	718

Расчеты ИНЭИ РАН

высит обоснованность прогноза добычи нефти в 2025–2030 годы и в последующей перспективе.

Достижение и реализация рассчитанных уровней добычи связаны со значительными капвложениями (рис. 4). При этом в проведенных расчетах в период 2020–2030 годов рост инвестиций предполагается в добычу нефти, капвложения в геолого-разведочные работы в этот период остаются стабильными (при увеличении стоимости прироста тонны запасов). Капвложения в добычу увеличиваются в последней пятилетке периода по сравнению с пятилеткой 2006–2010 годов в 1,4 раза в первом сценарии, максимальный рост — в 2,5 раза — в четвертом сценарии. В третьем сценарии потребуются большой рост капвложений уже в 2011–2015 годах по сравнению с другими сценариями. Достижение добычи в 600 млн т становится возможным при реализации в отрасли порядка 360 млрд долл. капвложений. Высокие цены на нефть позволяют компаниям обеспечить такой огромный объем средств, но делают вариант высокорисковым. Для сценария в 530 млн т потребный объем капиталовложений составляет 213,2 млрд долл.

Несмотря на такие значительные инвестиции, чистый дисконтированный доход NPV всех рассчитанных сценарных программ остается высоким как при оптимистическом варианте развития (высокие цены на нефть), так и при умеренном (низкие цены), табл. 2. Поток наличных средств

в оптимистическом варианте положителен во всех регионах на протяжении всего перспективного периода.

В умеренном варианте в начальный период (2011–2015) освоения нефтяных ресурсов Восточной Сибири, Республики Саха, шельфов поток наличных отрицателен, но в целом уже к 2020 году NPV программ развития нефтедобычи в этих районах становится положительным.

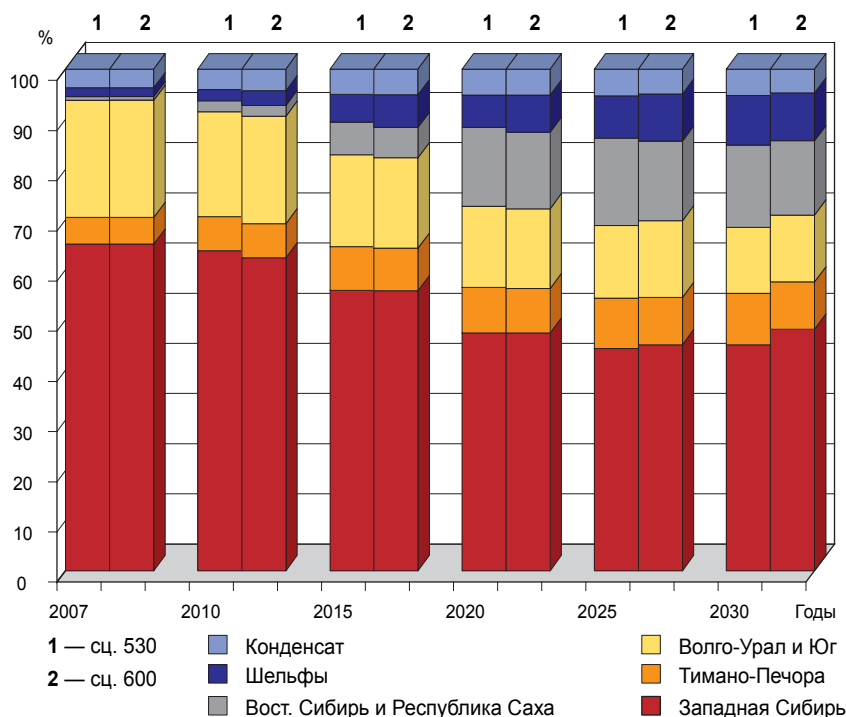


Рис. 5. Структура добычи нефти по регионам



**ЛУКЬЯНОВ Александр Сергеевич** —

ведущий научный сотрудник Института энергетических исследований РАН (ИНЭИ РАН), к.т.н. Родился в 1948 г. Окончил Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. И. М. Губкина по специальности «Прикладная математика». Работал во ВНИИКАнефтегаз (1971–1975), ВНИИОЭНГ (1975–1985), с 1986 г. по настоящее время — в ИНЭИ РАН. Специалист по экономико-математическим методам в долгосрочном прогнозировании в нефтяной и газовой промышленности. Занимается производственно-финансовым моделированием развития нефтяной и газовой промышленности, разработкой методологии и инструментария проведения риск-анализа в нефтяной и газовой отраслях. Участвовал в разработке Энергетической стратегии России. Имеет научные труды и публикации.

Территориальное распределение добычи за рассматриваемый период существенно изменится (рис. 5 на стр. ) [6]. Основным районом нефтедобычи останется Западная Сибирь, но доля ее в общероссийской добыче сократится с 65% в 2007 году до 45% в первом сценарии и 48,2% в четвертом. Значительно сократится доля районов Волго-Урала и Юга страны — с 23,4 до 13,1–13,3%. Доля новых регионов на Востоке страны и шельфа увеличится с 2,4 до 26,3% и 24,3% по рассматриваемым сценариям. Таким образом, достижение добычи в 600 млн т происходит за счет интенсификации добычи из огромных остаточных и открытых, но не вовлеченных запасов Западно-Сибирского региона.

В целом за период 2010–2030 годов по первому сценарию накопленная добыча нефти в Западной Сибири составит 5567 млн т, по четвертому — 5808 млн т, капиталовложения за период 2006–2030 годов — 66,7 и 128 млрд долл. соответственно. Таким образом, для прироста тонны добычи нефти по четвертому сценарию необходимо 270–276 долл. капиталовложений при средних удельных капиталовложениях 12 и 22 долл./т за период по сценариям.

Сравнение возможных сценариев добычи с учетом оптимального продолжения программы добычи за прогнозируемый горизонт (в данном расчете с 2008 года по 2040-й) показывает наибольшую устойчивость третьего сценария (590 млн т). Суммарный объем добытой нефти в этом сценарии превышает добычу во втором на 735 млн т (4,1%), капиталовложений на тонну добычи требуется на 7,6% больше. Третий сценарий обеспечивает также больший объем налоговых поступлений.

**ЛИТЕРАТУРА**

1. Энергетическая стратегия России на период до 2020 г. Утверждена распоряжением Правительства РФ от 28 августа 2003 г. №1234-р.
2. IEA, WEO2006, WEO2007, Annual Energy Outlook 2006; Energy Information Administration, DOE/EIA-0383 (2006) (Washington, 2006); World Energy Council 2007; CERA GES 2006.
3. Исходные условия для формирования вариантов развития экономики на период до 2020 г. (МЭРТ России, 24 июля 2007 г.).
4. Долгосрочная государственная программа изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы России на основе баланса потребления и воспроизводства минерального сырья. Интернет-сайт пресс-службы МПР.
5. Нефть в структуре энергетики. Научные основы долгосрочного прогнозирования / Под ред. В. И. Эскина. М.: Наука, 1989.
6. Российский статистический ежегодник за 2000–2007 гг. (ФСГС России за соответствующие годы).

Снижению возникающих рисков в развитии отрасли должны способствовать **возможные варианты действий**: Правительство РФ должно управлять стабильностью отрасли, а руководство компаний может управлять устойчивостью и стабильностью компании. Они включают основные группы управленческих решений.

- Со стороны Правительства:
  - Не только снижение, но и оптимизация налоговой нагрузки на отрасль и отдельные проекты в нефтедобыче.
  - Создание реальной конкурентной среды, равнодоступной компаниям различной собственности и крупности.
- Со стороны руководства компаний:
  - Производственная программа — это в первую очередь формирование эффективной динамики добычи нефти с учетом качества ресурсной базы и снижения издержек по добыче нефти на основе мероприятий научно-технического прогресса. Освоение новых добывающих регионов может происходить различными темпами и с разной величиной максимального уровня добычи нефти. Производственная программа в нефтедобыче подкрепляется мероприятиями по оптимизации переработки нефти на НПЗ ВИНК, независимых и малотоннажных НПЗ.
  - Управление финансовыми потоками, важнейшим элементом которого является выбор источников финансирования инвестиций и правил распределения свободного остатка прибыли между выплатой дивидендов, реинвестированием и созданием финансовых резервов. Выбор эффективной программы добычи и эффективное управление затратами позволят надежно обеспечить страну нефтяными ресурсами еще не одно десятилетие.