

Е.Г.КАТЫШЕВА, канд. экон. наук, доцент., *helene_la_belle@mail.ru*
Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», Санкт-Петербург

E.G.KATYSHEVA, PhD in ec., associate professor, *helene_la_belle@mail.ru*
National Mineral Resources University (Mining University), Saint Petersburg

ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ МЕХАНИЗМЫ ТЕХНИЧЕСКИХ ИННОВАЦИЙ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ РОССИИ

Дана оценка тенденциям развития нефтегазового комплекса России, охарактеризованы перспективы его инновационного развития. Выделены основные технические, организационные и экономические проблемы модернизации разработки и обустройства нефтяных месторождений на примере Западной Сибири.

Ключевые слова: нефтегазовый комплекс, инновационное развитие.

ECONOMIC-ORGANIZING MECHANISMS OF TECHNICAL INNOVATIONS IN OIL AND GAS COMPLEX OF RUSSIA

The estimation of the tendency for development of Russian oil and gas complex is given, the prospects of its innovative development are characterized. The basic technical, organizing and economic problems of modernization for exploitation and construction of oil fields are considered using Western Siberia as an example.

Key words: oil and gas complex, innovative development.

В настоящее время конкурентоспособность экономики России определяется экономической эффективностью и технологическим уровнем топливно-энергетического комплекса (ТЭК). Сегодня Россия обеспечивает свыше 16 % мирового производства нефти и газа, при этом в стране перерабатывается менее 50 % добываемой нефти, что подтверждают следующие данные [7]:

Год	2009	2010
Добыча нефти, млн т	494	505
Добыча газа, млрд м ³	582	650
Первичная переработка нефти, млн т	236	248

Ухудшение природно-климатических и горно-геологических условий разведки и разработки месторождений, рост их удаленности от центров переработки и сбыта – общая тенденция развития нефтегазового ком-

плекса страны. В традиционных районах добычи (Западная Сибирь, Северный Кавказ, Урало-Поволжье) наблюдается увеличение глубины залегания продуктивных пластов, снижение объема запасов, усложнение геологического строения месторождений, уменьшение пластового давления.

Из текущих запасов нефти 19 % находятся в подгазовых зонах нефтегазовых залежей, 14 % относятся к тяжелым и высоковязким нефтям. Доля активных запасов в балансе большинства нефтяных компаний составляет около 45 % и продолжает снижаться [2]. Более 50 % разведанных перспективных недоказанных запасов находятся на неосвоенных территориях Севера, Восточной Сибири и Дальнего Востока, значительная доля ресурсов – в арктических широтах, освоение которых потребует больших капитальных вложений.

Таблица 1

Технико-экономические показатели работы нефтяной промышленности России в 1995-2010 гг.

Показатель	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Добыча нефти по способам эксплуатации скважин, %:												
насосный	87,2	89,6	90,1	90,6	91,3	92,6	93,0	93,4	92,2	93,0	92,8	92,9
компрессорный	3,6	1,5	1,3	1,3	1,0	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	6,3	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	20,0	16,2	16,4	16,4	16,1	16,1	16,2
Объем бурения на нефть, млн м:												
эксплуатационного	10,2	9,3	8,8	8,5	9,1	8,3	9,7	11,4	13,7	14,6	14,0	14,3
разведочного	1,4	1,5	1,8	1,0	1,0	0,85	0,9	1,0	1,2	1,2	0,9	1,0
Средняя глубина законченных эксплуатационным бурением скважин, м	2237	2309	2256	2364	2370	2452	2526	2967	2637	2711	2720	2760
Уровень использования попутного газа, %	81	80	80	75	78	76	76	77	73	75	74	76

Таблица 2

Технико-экономические показатели работы газовой промышленности России в 1995-2010 гг.

Показатель	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Среднесуточный дебит одной скважины, тыс м ³	349	303	298	281	273	262	253	247	240	232	203	230
Эксплуатационный фонд скважин, тыс. шт.	6,8	6,5	6,8	6,9	7,4	8,0	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	0,60	0,65	0,66	0,68	0,65
Удельный вес бездействующего фонда, %	7,3	8,3	8,0	6,7	7,4	7,3	8,2	7,2	7,8	7,8	8,0	7,9
Объем 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	8,1	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	1556	1642	1591	1669	1629	1646	1652	1656

Технико-экономические показатели деятельности нефтяной и газовой промышленности России представлены в табл.1 и 2 соответственно [7]. Из табл.1 видно, что средний дебит скважин по отрасли к 2010 г. увеличился до 10,7 т/сут. Это было вызвано применением методов интенсификации добычи и ввода в эксплуатацию ряда новых крупных объектов с высокими начальными дебитами (Приоб-

ское и Ванкорское месторождения). Эксплуатационный фонд скважин стабилен, доля бездействующих скважин последовательно снижалась: к 2010 г. до 16,2 %.

Негативные тенденции в газовой промышленности (см. табл.2): снижение среднесуточных дебитов скважин, рост удельного веса бездействующего фонда скважин – обусловлены ухудшением структуры разра-

батываемых объектов в результате выхода крупнейших месторождений на стадию падающей добычи.

Перспективы развития компаний нефтегазового комплекса (НГК) России во многом определяются инновационной деятельностью, которая является главным фактором повышения конкурентоспособности их продукции. Инновационная деятельность предприятий НГК обусловлена объективной необходимостью и закономерностями рыночных отношений, связанных с ориентацией предприятия на спрос и возрастающие потребности рынка, обострением конкуренции, усложнением хозяйственных связей, развитием науки и техники. Именно недостаточность инновационного развития крупнейших нефтегазовых компаний России препятствует их превращению в ведущих участников мирового рынка [6]. Внедрение инноваций в производственные и управленческие процессы сможет повысить их эффективность, а также дать компаниям возможность получить преимущества в конкурентной борьбе.

Конкурентоспособность российских нефтегазовых компаний на мировом рынке все в большей степени определяется эффективностью применяемых в них технологий, методов разведки, разработки и эксплуатации месторождений, уровнем технического обслуживания оборудования. Внедрение новых технологий позволит увеличить дебит скважин. Однако сегодня российские нефтегазовые компании вынуждены приобретать дорогостоящие зарубежные технологии и оборудование и нести существенные затраты на монтаж и постгарантийное обслуживание этого оборудования. По мнению С.В.Белюгина, оперативному изменению сложившейся ситуации препятствует отсутствие инфраструктуры, которая помогла бы организовать взаимодействие компаний НГК с научными и научно-производственными организациями [4].

Следует отметить, что большинство научно-технических центров (НТЦ) российских нефтегазовых компаний были созданы во времена плановой экономики и сохранили особенности того периода. В част-

ности, их территориальная распределенность обусловлена привязкой к отдельным нефтегазодобывающим управлениям. Основными задачами российских НТЦ, в отличие от зарубежных, стали подготовка и утверждение в государственных органах проектно-технологической документации на разработку месторождений, а также подсчеты их запасов и коэффициента извлечения нефти (КИН).

Значительное повышение цен на нефть в предкризисный период при существенном ухудшении структуры запасов эксплуатируемых месторождений послужило стимулом к технологическому перевооружению российских нефтяных компаний. Реализация подобных программ несколько замедлилась во время мирового финансового кризиса, но с 2010 г. начатые ранее технологические проекты были продолжены при активном участии корпоративных НТЦ.

Сегодня доля расходов крупнейших нефтегазовых компаний на технологии составляет 0,5-1,5 % в структуре общих затрат [5]. В то же время российские вертикально-интегрированные нефтяные компании (ВИНК) проявляют большой интерес к научным разработкам, активно развивают собственные НТЦ, переориентируя их с проектной деятельности на научно-исследовательскую, на адаптацию лучших технологий, на разработку оригинальных решений в области геологоразведки, эксплуатации месторождений и проектирования бурения. В частности в ОАО «Газпром» действуют правила оценки НИОКР, регулярно осуществляются крупные инвестиции в исследования; в «Лукойле» создан собственный научно-исследовательский центр, а на 2014 г. запланировано открытие инновационного центра в Сколково. Научные подразделения имеют практически все ВИНК. В то же время в российских нефтегазодобывающих компаниях удельные затраты на НИОКР на тонну условного топлива в долларах существенно отстают от аналогичного показателя зарубежных предприятий: «Shell» 5,67, «ExxonMobil» 3,02, «Сургутнефтегаз» 0,39, «Газпром» 0,29, «Роснефть» 0,06 [1].

В результате усложнения условий добычи углеводородов в России и в мире, повышения технологических и экологических требований параметры технологического развития НГК будут в значительной степени связаны с уровнем затрат на инновации и качеством услуг, предоставляемых компаниями нефтегазосервиса (геофизические работы, бурение, поставка и обслуживание оборудования). В настоящее время за счет лучшей обеспеченности сырьевой базой, наличия значительного инфраструктурного и производственного задела, относительно благоприятных организационных условий деятельности коммерческая эффективность российских нефтегазовых компаний выше, чем у международных корпораций; себестоимость добычи нефти (без налогов и амортизации) в российских компаниях также значительно ниже [7], долларов за баррель:

Компания	Себестоимость
ExxonMobil	10,3
Chevron	10,0
Petrobras	8,3
CNPC	8,1
CopocoPhilips	7,7
Башнефть	7,3
ВР	6,4
ОСлавнефть	5,9
Газпром нефть	5,4
ТНК-ВР	5,0
Татнефть	4,8
Лукойл	4,0
Роснефть	2,6

По мнению А.Г.Коржубаева [7], для обеспечения конкурентоспособности нефтегазового комплекса России необходимо следующее:

- модернизация систем добычи, переработки и транспортировки углеводородов в Западной Сибири и европейской части России;
- формирование новых центров нефтяной, газовой, нефте- и газоперерабатывающей, нефте- и газохимической промышленности в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке;
- освоение углеводородного потенциала шельфов морей, диверсификация направле-

ний поставок углеводородов внутри России и на экспорт.

Инновационная программа развития НГК должна обеспечить условия для максимального использования достижений научно-технического прогресса и предусматривать следующие приоритетные направления [2]:

- создание и широкое освоение технологий и оборудования, обеспечивающих высокоэффективную разработку трудноизвлекаемых запасов нефти;
- разработка и освоение технологических комплексов по бурению и добыче на шельфе арктических, дальневосточных и южных морей;
- разработка (доработка) месторождений горизонтальными скважинами;
- совершенствование технологий сооружения и эксплуатации нефтепромысловых объектов в сложных природно-климатических условиях;
- широкое освоение существующих и создание новых методов воздействия на пласты и увеличения нефтеотдачи.

Рассмотрим проблемы, связанные с модернизацией нефтедобычи, на примере отдельного региона – Западной Сибири.

Главной проблемой разработки месторождений региона является резкое снижение качества запасов, связанное с выходом основных месторождений на поздние стадии разработки и переводом их остаточных запасов в категорию трудноизвлекаемых, а также с тем, что большинство вновь вводимых месторождений являются сложнопостроенными и низкопродуктивными. При этом технологии, оборудование и структура промысловых систем, сложившиеся в процессе освоения месторождений региона, не отвечают новым условиям.

Второй фактор – ликвидация прежней отраслевой системы научно-технического и нормативно-методического обеспечения нефтедобычи, а также нерешенность проблем по созданию такой системы в новых условиях.

Основные проблемы модернизации разработки и обустройства нефтяных месторождений региона можно подразделить на технические и организационные.

1. Технические проблемы.

1.1. Организация достоверного подсчетного учета добычи (нефть, газ, вода) как основы всей системы рационального недропользования в новых условиях. Достоверный учет добычи необходим для введения дифференцированного налогообложения скважин, отдельных участков добычи и месторождений; для получения наиболее полной информации о ходе разработки и о состоянии эксплуатируемого объекта для формирования эффективных систем воздействий на пласт. Достоверный учет добычи попутного нефтяного газа (ПНГ) делает реальной проблему его сохранения и утилизации, так как существующие расчетные оценки по объему ПНГ часто существенно отличаются от фактически добываемых объемов.

1.2. Введение раннего сброса и утилизации пластовых вод в целях радикального сокращения объемов перекачек. Традиционные для региона системы сбора и транспортировки нефти были рассчитаны на добычу практически безводной нефти, и сброс небольших объемов воды осуществлялся на центральных пунктах сбора. В нынешних условиях высокой обводненности такая схема приводит к большим объемам перекачек. Наиболее эффективная мера по обеспечению надежности промысловых трубопроводов в данном случае – сброс пластовых вод на кустовых площадках.

1.3. Сохранение и утилизация попутного нефтяного газа непосредственно в промысловых условиях. Основным вариантом решения данной проблемы может стать вариант с достоверным учетом его добычи, полным сбором газа и доставкой внешним транспортом до ближайшего газоперерабатывающего завода, так как наибольший эффект от утилизации газа может быть получен при его глубокой переработке на предприятиях газохимической отрасли. В промысловых условиях использование ПНГ возможно в качестве топлива на автономных газотурбинных и газопоршневых электростанциях.

1.4. Энергосбережение и энергоэффективность при нефтедобыче. Традиционные

меры по энергосбережению – нормирование энергопотребления и регулярный контроль состояния оборудования. Главные направления повышения энергоэффективности – совершенствование технологий добычи и оборудования, в частности, переход на скважинные насосы с частотно-регулируемым приводом, поддержание требуемого качества электроэнергии в системах электроснабжения, переход на высокоуправляемые технологии закачек, меры по предотвращению сжигания ПНГ в факелах [8].

Следует отметить, что отраслевые институты региона, в частности ОАО «Гипротюменнефтегаз», обладают научным и техническим потенциалом, достаточным для того, чтобы приступить к решению указанных проблем.

2. Организационные проблемы.

2.1. Организация комплексного проектирования разработки и обустройства, сопровождения и корректировки проектов на всех стадиях разработки месторождений. Для нефтегазодобычи значимость проектов разработки и обустройства месторождений особенно велика из-за сложности объектов разработки, неполноты исходной информации, а также радикальных изменений объектов в процессе разработки, что требует регулярных корректировок проектов на всех стадиях разработки. В соответствии со сложившейся практикой, проектные документы по разработке и обустройству содержат укрупненные технико-экономические показатели, которые не могут удовлетворительно отображать особенности конкретных месторождений в сложных природно-климатических условиях. При относительно низком качестве запасов и сложных условиях районов добычи необходим переход от раздельного и последовательного проектирования разработки и обустройства к комплексному совместному их проектированию на всех стадиях освоения месторождений. Очевидная целесообразность разработки новых месторождений в сложных условиях требует предпроектной проработки с определением принципиальных технических решений и экономических показателей еще до комплексного проектирования. В соответствии

с зарубежной практикой получить эти данные можно путем введения предпроектной стадии, выполненной на базе проективных аналогов.

2.2. Восстановление в новых условиях системы отраслевой науки и отраслевого нормативно-методического обеспечения. Оно может быть осуществлено на основе общепромышленных и региональных фондов с программами НИОКР при их совместном финансировании за счет бюджетных средств и средств нефтяных и газовых компаний. Именно здесь появляются возможности для решения общепромышленных проблем с постановкой фундаментальных и прикладных исследований. Эти фонды и программы должны быть общими для нефтяной и газовой отраслей [8]. Целесообразность такого объединения очевидна в условиях Западной Сибири, где многие компании работают на общих территориях, в одних и тех же условиях и одновременно добывают нефть и газ.

2.3. Упорядочение отраслевого рынка проектных услуг. В новых условиях сфера проектного обеспечения разработки и обустройства месторождений существенно изменилась как по составу проектных организаций (ПО), так и по структуре самой сферы. Вместо ведомственной принадлежности ПО возникло их разделение на корпоративные и независимые с большим разбросом характеристик, от крупных комплексных институтов (в частности, ОАО «Гипротюмнефтегаз»), до мелких, специализирующихся на отдельных объектах и видах работ. Вместо ведомственной системы обслуживания формируется отраслевой рынок проектных услуг, что и стало основой для выделения сектора нефтегазового сервиса. Недостатки формирующегося отраслевого рынка заключаются в его неупорядоченности и отсутствии государственного регулирования, разъединенности проектирования разработки и обустройства, отсутствии сопровождения проектов разработки и обустройства по стадиям разработки месторождений. Для упорядочения этого рынка возможно введение в регионах статуса головных ПО, который могут получить только крупные комплексные институты. Все другие проектные

организации на этих месторождениях смогут работать на субподряде у головных ПО либо при условии их обязательной экспертизы [8].

Выводы

Для повышения технологической эффективности российского НГК необходимо продолжить процесс формирования технологически, территориально и структурно сбалансированных компаний с диверсифицированными активами. Необходимо увеличивать объемы и глубину переработки нефти, обеспечивать добычу и технологическую сбалансированность утилизации и переработки ПНГ с учетом территориального расположения производственных мощностей и транспортной инфраструктуры.

Для обеспечения эффективного инновационного развития российского ТЭК в 2010 г. Правительственной комиссией по высоким технологиям было принято решение о создании технологических платформ – инструментов взаимодействия науки, бизнеса и государства, направленных на активизацию усилий по созданию перспективных продуктов и услуг, совершенствование нормативно-правовой базы в области инновационного развития. В сфере НГК могут быть сформированы технологические платформы (ТП), направленные на решение следующих задач [3]:

- разработка технологий разведки, добычи и транспортировки углеводородов из новых районов добычи;
- повышение энергоэффективности нефтяной и газовой отраслей;
- обеспечение полноты извлечения энергоресурсов, создание технологий реабилитации месторождений с недоизвлеченными запасами;
- разработка нетрадиционных видов углеводородов, включая шахтный метан.

В декабре 2010 г. Министерством энергетики РФ было принято решение о создании трех ТП по следующим направлениям [3]: глубокая переработка углеводородов (координатор – ВНИПИНефть); скважинные

технологии нефтедобычи; ПНГ, в том числе гелий (в двух последних случаях координатор – Российский университет нефти и газа им. И.М.Губкина).

В рамках этих ТП намечено решение важнейших задач по развитию нефтегазового комплекса:

- внедрение принципиально новых технологий в области добычи углеводородов;
- достижение лидирующих позиций в нефтегазовом сервисе;
- создание комплекса принципиально новых технологий утилизации ПНГ и производства сжиженного природного газа (СПГ);
- ликвидация отставания в сфере технологий переработки углеводородов и производства СПГ.

Для стимулирования развития НГК необходимо увязать науку, производство и образование в единый научный центр. Синхронизация действий всех заинтересованных сторон позволит обеспечить разработку и внедрение нового отечественного оборудования, которое будет востребовано компаниями НГК. С учетом той роли, которую играет российский НГК в экономике страны, его мультипликативного эффекта для других отраслей, его включенности в мировой рынок, он может и должен стать локомотивом инновационного социально-экономического развития России.

ЛИТЕРАТУРА

1. Александров Д. Кто тормозит инновации? / Д.Александров, Р.Готтих, Б.Писоцкий // Нефть России. 2011. № 6. С.72-75.

2. Антониади Д.Г. Проблемы повышения добычи нефти в условиях месторождений России / Д.Г.Антониади, А.Т.Кошелев, Р.Ф.Исламов, П.А.Пустовой // Нефть. Газ. Новации. 2010. № 12. С.60-63.

3. Баскаев К. Нефти и газу дадут платформу // Нефть России. 2011. № 6. С.79-81.

4. Бельюгин С.В. Российская наука – нефтегазовому комплексу // Нефть и газ Евразии. 2006. № 10. С.10-15.

5. Бражникова К. Мыслить по-инновационному // Нефть России. 2010. № 6. С.82-85.

6. Карпова С.В. Экологические аспекты инновационной активности компаний нефтегазового комплекса // Нефть, газ и бизнес. 2010. № 1. С.59-63.

7. Коржубаев А.Г. Инновационное развитие нефтегазового комплекса России: проблемы, условия, перспективы // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2011. № 2. С.27-33.

8. Соколов С. О проблемах модернизации нефтедобычи Западной Сибири / С.Соколов, В.Горбатики // Нефтегазовая вертикаль. 2010. № 8. С.20-23.

REFERENCES

1. Aleksandrov D., Gottich R., Pisotsky B. Who brakes innovations? // Oil of Russia. 2011. N 6. P.72-75.

2. Antoniadu D.G., Koshelev A.T., Islamov R.F., Pustovoy P.A. Problems of oil production increase in conditions of Russian oil-fields // Oil. Gas. Innovations. 2010. N 12. P.60-63.

3. Baskaev K. Oil and gas will obtain a platform // Oil of Russia. 2011. N 6. P.79-81.

4. Belyugin S.V. The Russian science – to oil and gas complex // Oil and gas of Eurasia. 2006. N 10. P.10-15.

5. Brazhnikova K. Innovative way of thinking // Oil of Russia. 2010. N 6. P.82-85.

6. Karpova S.V. Ecological aspects of innovative activity for the companies of oil and gas complex // Oil, gas and business. 2010. N 1. P.59-63.

7. Korzhubaev A.G. Innovative development of Russian oil and gas complex: problems, conditions, prospects // Mineral resources of Russia. Economics and management. 2011. N 2. P.27-33.

8. Sokolov S., Gorbatikov V. About problems of modernization for oil extraction in Western Siberia // Oil and gas vertical. 2010. N 8. P.20-23.