

## Литература

1. **Wilson G.N.** Abandoning the Nest: Regional Mergers and Their Impact on the Russian North // Polar Geography. – 2003. – 247.
2. Goode J. P. The Push for Regional Enlargement in Putin's Russia // Post-Soviet Affairs. – 2004. – 20/3. – 225.
3. **Department** of Human Resources, Government of Nunavut / <http://www.gov.nu.ca/Nunavut/English/departments/HR/humanresources/beliefsystem.htm>.
4. **White G.** And Now For Something Completely Northern: Institutions of Governance in the Territorial North // Journal of Canadian Studies. – 2001. – 35/4.
5. **Backgrounder:** Inuvialuit/Gwich'in Self-Government Agreement-In-Principle. Indian and Northern Affairs Canada / [http://www.ainc-inac.gc.ca/nr/prs/j-a2003/02285abk\\_e.html](http://www.ainc-inac.gc.ca/nr/prs/j-a2003/02285abk_e.html).
6. **Watts R.L.** Comparing Federal Systems. – Montreal and Kingston: McGill-Queen's University Press, 1999.
7. **Gwich'in** and Inuvialuit Self-Government Agreement-In-Principle for the Beaufort-Delta Region. Indian and Northern Affairs Canada / [http://www.ainc-inac.gc.ca/pr/agr/beau/beauf\\_e.pdf](http://www.ainc-inac.gc.ca/pr/agr/beau/beauf_e.pdf).

© Уилсон Г., 2006

## СОГЛАСОВАНИЕ ФЕДЕРАЛЬНЫХ, КОРПОРАТИВНЫХ И РЕГИОНАЛЬНЫХ ИНТЕРЕСОВ ПРИ ФОРМИРОВАНИИ ВОСТОЧНОГО КОРИДОРА НЕФТЕПРОВОДОВ

**В.Н. Харитонова, И.А. Вижина, О.Ф. Коцебанова, А.С. Пономарев**

*Статья подготовлена по результатам исследования, выполняемого при  
финансовой поддержке Российского гуманитарного научного фонда  
(проект № 06-02-00268)*

Решение Правительства РФ о строительстве нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан от 31 декабря 2004 г. вызвало в научных и общественных кругах широкие дискуссии, которые не утихают до настоящего времени. Предметом обсуждения являются, с одной стороны, оптимальность и экологичность трассы, размещение экспортных терминалов на Тихоокеанском побережье, а с другой – использование БАМа и Транссиба для перевозки нефти Западной и Восточной Сибири [1, 2]. Процесс выбора

трассы нефтепровода выявил проблему позиционирования экономических интересов государства и других участников освоения нефтегазовых ресурсов, формирования общего поля для реализации этих интересов на предпроектной стадии технико-экономического обоснования интеграционных проектов развития межрегиональной транспортной инфраструктуры, отразил всю противоречивость и сложность согласования интересов государства, ОАО «Гранснефть», нефтяных компаний и субъектов Федерации, по территории которых пройдет нефтепровод.

Можно предположить, что в принятом в 2006 г. решении Президента РФ о перенесении трассы трубопровода из зоны водосбора оз. Байкал немаловажную роль сыграл и учет корпоративных интересов недропользователей Сибирской платформы.

Нам представляется, что главной проблемой, связанной с выбором трассы нефтепровода, является поиск оптимальных стратегий освоения новой нефтегазоносной провинции с учетом геополитических интересов России в странах Азиатско-Тихоокеанского региона и согласования долговременных интересов перевозчиков нефти, нефтяных компаний-операторов, работающих в Западной Сибири, будущих недропользователей, регионов Сибирского и Дальневосточного федеральных округов.

Необходимо рассматривать изменение экономических интересов в динамике. Для компаний-операторов, действующих в Западно-Сибирском нефтегазовом секторе, уже сегодня актуальна задача выхода их нефти на рынки стран АТР. Для Восточной Сибири и Якутии эта задача станет актуальной после 2015 г., если освоение нефтегазовых ресурсов начнется в ближайшее время.

Для решения этой проблемы нами предлагается использовать методологию комплексной оценки экономической эффективности интеграционного инфраструктурного проекта с выявлением меры участия каждого экономического субъекта в присвоении интегрального эффекта<sup>1</sup>. Рассматриваются следующие участники: государство, которое представлено федеральным центром, субъектами Федерации Восточной Сибири и Республикой Саха (Якутия), Сибирским и Дальневосточным федеральными округами; компания – оператор нефтепровода ОАО АК «Гранснефть», компании Западной Сибири, компании-недропользователи, действующие на терри-

---

<sup>1</sup> Применимость методики оценки интегрального эффекта для мегапроектов оспаривают авторы работы [3], поскольку сам проект способен кардинально изменить рыночную ситуацию. На наш взгляд, эту проблему можно решить путем моделирования зоны неопределенности параметров рыночной конъюнктуры.

тории Сибирской платформы. Согласование экономических интересов происходит на стадии поиска вариантов трассы магистрального нефтепровода, при котором возрастает интегральный народно-хозяйственный эффект и не ухудшаются экономические эффекты для всех участников.

В рамках предлагаемого подхода экономические интересы компаний выражаются чистым дисконтированным доходом: для «Транснефти» это чистый доход от эксплуатации нефтепровода, для недропользователей на территории Сибирской платформы – доход от добычи и реализации нефти, для нефтяных компаний Западной Сибири – доход от реализации нефти на рынках стран АТР. Экономические интересы федерального центра – налоговые поступления в бюджет от магистрального нефтепровода и нефтегазового сектора Восточной Сибири и Якутии. Экономические интересы регионов выражаются не только в приросте доходов региональных бюджетов от функционирования инфраструктуры, но и в том, что они получают новый импульс социально-экономического развития. Поэтому в стратегическом плане экономические интересы региона наиболее адекватно отражает ожидаемый прирост ВРП, обусловленный выполнением инфраструктурного проекта. Разумеется, прогнозные оценки ВРП – это оценки потенциально-го мультипликативного эффекта, реализация которого прямо зависит от степени благоприятности институциональной среды и инвестиционного климата, от согласованности корпоративных интересов в регионах.

Для комплексного обоснования оптимального направления трассы магистрального нефтепровода, оценки интегрального народно-хозяйственного эффекта, обусловленного его созданием, и анализа механизмов реализации этого инвестиционного мегапроекта нами предложена система имитационных моделей, в состав которой входят программный комплекс геолого-экономической оценки ресурсов углеводородного сырья «Стратегия», разработанный в СНИИГиМС [4], имитационная модель финансово-экономической оценки строительства и функционирования трубопровода с учетом инвестиционных рисков, модель оценки эффективности концессионных соглашений.

В отличие от ранее опубликованной модели [5] в настоящей работе методика оценки интегрального эффекта дополнена блоком оценки инвестиционных рисков инфраструктурного проекта. Инвестиционные риски проекта трубопровода зависят от вариаций стоимости строительства трубопровода, учитывающей влияние природно-климатических, географических и геологических условий, а также от динамики загрузки трубопровода. В свою очередь, динамика загрузки представлена как функция тран-

зитного потока нефти из Западной Сибири и подтверждаемости запасов в перспективных нефтегазоносных районах Сибирской платформы. Влияние внешних условий и ценовых параметров оценивалось через параметрическое задание темпов роста затрат и тарифов с учетом конъюнктуры мирового рынка цен на нефть.

На заключительном этапе анализируется эффективность форм участия государства и частных компаний в инвестировании магистрального нефтепровода с позиций реализации экономических интересов участников проекта, в частности с позиций возможных концессионных соглашений.

### **КОММЕРЧЕСКИЕ ИНТЕРЕСЫ КОМПАНИЙ В АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ВАРИАНТАХ ТРАССЫ ТРУБОПРОВОДА**

Рассмотрим экономические интересы в двух реально конкурирующих вариантах трассы. Первый вариант – *трасса вдоль БАМа*: Тайшет – Казачинское – Северо-Байкальск – Тында – Сквородино – Благовещенск – Хабаровск – Находка. Протяженность нефтепровода составляет 4130 км, пропускная способность достигает 80 млн т нефти в год. Второй вариант – *Северная трасса*: Нижняя Пойма – Юрубченское НГКМ – Верхнечонское НГКМ – Чаяндинское НГКМ – Ленск – Олекминск – Алдан – Нерюнгри – Тында – Сквородино – Благовещенск – Хабаровск – Находка. Протяженность – 5144 км, пропускная способность – до 80 млн т нефти в год.

Исходные посыпки для оценки коммерческой и интегральной эффективности магистрального нефтепровода состоят в следующем:

- расчетная экспортная цена нефти на рынках стран АТР в 2006 г. принята на уровне 35 долл. США за баррель, среднегодовой рост цены на нефть в исследуемом периоде – 2%. Тариф за перекачку нефти – 6,6 долл./1000 т·м, он растет с темпом 4% в год, а издержки в нефтепроводном транспорте – с темпом 3% в год. Экспортная цена газа – 130 долл./1 млрд куб. м, с последующим ростом 2% в год. Тариф на перекачку газа – 12 долл./1 млрд куб. м·км, среднегодовой темп роста тарифов и издержек – 2 и 1% в год соответственно;
- срок освоения проектной мощности трубопровода – 5–8 лет. Максимальная загрузка нефтепровода составит 80 млн т в год. Транзит нефти из Западной Сибири с точки зрения загрузки проектной мощности восточного нефтепровода будет выполнять функции дополняющих поставок, приоритет отдается поставкам нефти с место-

рождений Сибирской платформы (Восточная Сибирь, Республика Саха (Якутия));

- экономически рентабельные масштабы освоения ресурсов углеводородного сырья Сибирской платформы в предстоящее двадцатилетие прямо зависят от выбора трассы восточного магистрального нефтепровода. Вероятное удорожание строительства трубопровода в обоих вариантах трассы находится в интервале 50%;
- наиболее вероятные границы подтверждаемости запасов нефти Сибирской платформы находятся в интервале 0,2–0,5 от прогнозных ресурсов.

Следует отметить, что в случае прохождения трассы нефтепровода вдоль БАМа недропользователи на территории Сибирской платформы понесли бы значительные затраты на создание нефтегазовой инфраструктуры, так как трасса прошла бы вдали от разведанных месторождений и перспективных нефтеносных участков. Важным преимуществом Северной трассы является максимальное приближение к территориям залегания перспективных запасов Эвенкии, Иркутской области и Якутии. Реализация этого варианта создает экономические предпосылки для строительства в едином коридоре с системой нефтепроводов магистральных газопроводов для транспортировки в районы Дальнего Востока и страны АТР природного газа месторождений Якутии, что может снизить стоимость строительства газопроводов на 15–20%.

В целом за 20 лет ожидается, что будет извлечено из месторождений Сибирской платформы и перекачено по восточному трубопроводу 496 млн т нефти в варианте трассы по БАМу. Северный вариант трассы существенно расширяет масштабы эффективной добычи нефти на Сибирской платформе до 1008 млн т. Транзитные поставки из Западной Сибири за 20 лет составят соответственно 540 млн и 362 млн т. Максимальный транзит нефти прогнозируется в интервале 30–35 млн т в год как наиболее вероятный объем экспортного потока из восточных районов севера Западной Сибири.

В рамках этих посылок, по нашим расчетам, коммерческая эффективность проекта магистрального нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан, проходящего вдоль трассы БАМа, невысока. Стоимость проекта, по оценкам «Транснефти», составляет 11,5 млрд долл. США. При исходном среднесетевом тарифе на перекачку нефти в размере 30 долл. за тонну внутренняя норма доходности проекта оценивается на уровне 15%, а срок окупаемости составит 8,5 года. Для сокращения срока окупаемости проекта до 7 лет необходимо повысить прогнозные тарифы в среднем на 30%,

т.е. до 40 долл., уже в 2008 г. Реализация проекта потребует крупномасштабного привлечения заемных инвестиций. Капитал риска в течение первых трех лет оценивается в размере 41% от стоимости проекта. Возможное удорожание строительства трубопровода в пределах 50% снижает чистый дисконтированный доход (ЧДД) «Транснефти» до 30%, а уменьшение транзитных потоков из Западной Сибири до 20 млн т – на 15%.

С учетом того, что Северная трасса длиннее на 1000 км, по нашим оценкам, общий объем инвестиций в строительство нефтепровода составит 10,5 млрд долл., т.е. на 1 млрд меньше (или в расчете на 1 км капиталоемкость строительства будет ниже в 1,4 раза), чем объем инвестиций в сооружение нефтепровода вдоль трассы БАМа. Таким образом, можно сказать, что это различие в стоимости нефтепровода представляет собой косвенную оценку стоимости обеспечения мер повышенной технической, экологической и экономической безопасности при строительстве по трассе БАМа в водосборной зоне оз. Байкал и сейсмически опасных зонах высокогорных хребтов.

Северный нефтепровод имеет более высокую экономическую эффективность для «Транснефти». В период 2006–2026 гг. ожидаемый валовой доход от функционирования нефтепровода составит 68,7 млрд долл. при условии, что к 2016 г. будет освоена его проектная мощность (80 млн т). Интенсивное формирование Восточно-Сибирского нефтегазового комплекса позволит нарастить добывающие мощности до 80 млн т к концу периода, соответственно можно ожидать после 2020 г. отказ от транзита западно-сибирской нефти.

За 20 лет чистый доход от функционирования трубопроводного транспорта составит 30,2 млрд долл., т.е. каждый доллар инвестиций принесет «Транснефти» почти 4 долл. чистого дохода. В результате внутренняя норма доходности равна 21%, т.е. она выше, чем в варианте нефтепровода, проходящего вдоль трассы БАМа, на 6 п.п. при равных сроках окупаемости. За рассматриваемый прогнозный период (20 лет) инвестиции могут быть на 82% возмещены за счет амортизационных отчислений, а на 18% – за счет прибыли от функционирования трубопроводного транспорта. Устойчивость ЧДД для «Транснефти» к снижению транзитного потока нефти из Западной Сибири в северном варианте нефтепровода более высокая. Ограничение транзита нефти снижает ЧДД примерно на 10%, а возможное удорожание строительства в 1,5 раза снизит ЧДД в среднем на 20%.

Таким образом, северный вариант трассы трубопровода мажорирует по всем показателям эффективности: доходы «Транснефти» и, соответственно, государства в 2,3 раза выше, а интегральная прибыль добывающих ком-

паний Восточной Сибири и Якутии больше в 1,2–1,6 раза в традиционных условиях предоставления транспортных услуг «Транснефтью».

Чистый дисконтированный доход всех компаний-недропользователей, действующих в Восточной Сибири и Якутии, за весь период оценивается по вариантам трассы в 11,2 и 20,4 млрд долл. соответственно, при этом компании несут весьма ощутимые интегральные дисконтированные издержки на транспортировку нефти по трубопроводу, принадлежащему «Транснефти»: 5,7 млрд долл. в варианте трубопровода, проходящего по БАМу, и 11,7 млрд долл. в северном варианте.

Несмотря на явные преимущества Северной трассы для «Транснефти» и восточных нефтяных компаний, выбор трассы не столь очевиден. Основной конфликт возникает, по нашим расчетам, между экономическими интересами восточных и западно-сибирских нефтяных компаний – пользователей услуг «Транснефти». Так, в варианте трубопровода, проходящего вдоль БАМа, поток нефти из Западной Сибири составит 540 млн т за 20-летний период, и это будет максимально возможный поток по условиям развития рентабельной добычи нефти в Томской области и восточной части Ханты-Мансийского автономного округа. Средние издержки западно-сибирских компаний на перекачку 1 т нефти по трубопроводу сравнимы с издержками восточно-сибирских компаний – 42,6 долл. за тонну против 41,1 долл., а в дисконтированном выражении – 14,5 долл. против 14,1 долл. за тонну.

Заметим, что для восточных компаний реальная дальность транспортировки нефти с учетом длины подводящих трубопроводов составит 5000 км, а полные транспортные издержки возрастут до 51 долл./т. В северном варианте, наоборот, ухудшаются условия транзита для западно-сибирских компаний: средняя дальность транспортировки нефти больше почти на 1000 км, что увеличивает их средние издержки по доставке экспортной нефти в АТР, по нашим расчетам, на 26% в сравнении с нефтепроводом, проходящим вдоль БАМа. Почти на год увеличится и срок строительства трубопровода, следовательно, нефтяным компаниям Западной Сибири, уже сегодня экспортирующим нефть в Китай, на один год больше придется пользоваться услугами железнодорожного транспорта. Кроме того, в случае оптимистического сценария развития нефтедобывающей промышленности Восточной Сибири и Якутии возникает реальная угроза снижения объемов транзитных поставок западно-сибирской нефти по трубопроводу до 362 млн т, т.е. в 1,5 раза. В этом случае, для того чтобы сохранить западно-сибирским компаниям поставки в страны АТР в объеме 540 млн т, необходимо будет перевезти за 20 лет 180 млн т нефти железнодорожным транспортом.

## ФЕДЕРАЛЬНЫЕ И РЕГИОНАЛЬНЫЕ ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ИНТЕРЕСЫ

Поступления в бюджетную систему РФ за 2006–2026 гг. ожидаются наибольшие при реализации северного варианта трассы нефтепровода по сравнению с трассой вдоль БАМа (табл. 1). В федеральный бюджет поступит более половины налоговых доходов от трубопроводного транспорта (табл. 2). На территории Сибирского федерального округа формируется 40–46% налоговых доходов. С точки зрения формирования бюджетных до-

Таблица 1

### Чистый доход и налоговые поступления от реализации проектов трасс нефтепроводов Восточная Сибирь – Тихий океан за 2006–2026 гг., млрд долл. США

Показатель эффекта	Нефтепровод		Газопровод
	Вдоль БАМа	Северный	Чаяндинское – Находка
Чистый доход	16,72	30,15	7,54
Налоговые поступления	15,2	21,94	8,64
Отношение налоговых поступлений к чистому доходу	0,9	0,73	1,14

Таблица 2

### Поступление налоговых доходов от трубопроводов Восточная Сибирь – Тихий океан в бюджетную систему РФ за 2006–2026 гг., млрд долл. США

Налоговые доходы	Нефтепроводы		Газопровод
	По трассе БАМа	Северный	Чаяндинское – Находка
Всего налогов	15,2	21,94	8,64
В том числе:			
в федеральный бюджет	8,64	13,96	5,8
в региональные бюджеты	6,56	7,98	2,84
Из них в бюджеты:			
<i>регионов Сибирского ФО:</i>	3,06	3,24	–
Красноярского края	–	1,74	–
Иркутской области	1,97	1,5	–
Республики Бурятия	0,63	–	–
Читинской области	0,46	–	–
<i>регионов Дальневосточного ФО:</i>	3,5	4,74	2,84
Республики Саха (Якутия)	–	2,3	1,16



ходов регионов рассматриваемые два варианта трассы примерно равнозначны для округа в целом, но для Иркутской, Читинской областей и Бурятии предпочтительнее бамовский вариант, а для Красноярского края – северный. Для Дальневосточного федерального округа Северная трасса безусловно предпочтительна, так как доходы региональных бюджетов при реализации этого варианта в 2 раза выше с учетом доходов от газопровода. В случае отказа от реализации северного варианта наибольшая упущенная выгода бюджета Якутии может составить 3,5 млрд долл., а федеральный бюджет недополучит 11,1 млрд долл.

Расчетные оценки налоговых доходов в региональные бюджеты следует рассматривать как максимальные, так как неустойчивость нормативно-правовой базы налогового регулирования создает высокий риск снижения доходов. Так, в соответствии с Налоговым кодексом в 2005 г. по сравнению с 2004 г. произошло довольно заметное перераспределение налоговых поступлений в пользу федерального бюджета. Если по Налоговому кодексу 2004 г. 48 или 53% налоговых доходов в зависимости от варианта реализации трассы нефтепровода приходится на региональные бюджеты, то по кодексу 2005 г. величина данного показателя снизится почти на четверть (табл. 3). По варианту нефтепровода, проходящего вдоль БАМа, снижение налоговых доходов составит 20%, по северному варианту – 35%.

Таким образом, прямые эффекты для регионов выше при реализации северного варианта, но наиболее ярко его преимущества для Сибирского и Дальневосточного федеральных округов демонстрируют показатели мультипликативного эффекта.

Таблица 3

**Налоговые доходы от трубопроводов Восточная Сибирь – Тихий океан за 2006–2026 гг. в системе налогообложения на 1 января 2004 г. и на 1 января 2005 г., млрд долл. США.**

Показатель эффекта	По Налоговому кодексу 2004 г.			По Налоговому кодексу 2005 г.		
	Нефтепровод вдоль трассы БАМа	Северный нефтепровод	Газопровод Чаяндинское – Находка	Нефтепровод вдоль трассы БАМа	Северный нефтепровод	Газопровод Чаяндинское – Находка
Чистый доход	16,56	17,65	10,1	18,53	30,15	7,54
Общие налоговые платежи	12,29	11,76	8,03	15,46	21,94	8,64
В том числе в региональные бюджеты	6,56	5,69	3,5	6,81	7,98	2,84
То же, %	53,4	48,4	43,6	44	36,4	32,9

## **ПРОГНОЗ МУЛЬТИПЛИКАТИВНОГО ЭФФЕКТА СТРОИТЕЛЬСТВА НЕФТЕПРОВОДА**

Для прогноза прироста ВРП, инициируемого тем или иным вариантом трассы нефтепровода, нами предлагается использовать методологию отраслевого расчета прироста чистой добавленной стоимости<sup>2</sup> в отрасли трубопроводного транспорта, добывающем нефтегазовом секторе и смежных отраслях, включая социальную сферу. Совокупный прирост чистой добавленной стоимости в указанных отраслях представляет собой интегральный ВРП, созданный в зоне влияния магистрального трубопровода. Мера участия экономики субъектов Федерации в его формировании пропорциональна масштабам развития нефтегазового комплекса на их территории. Соответственно распределение отраслевых объемов чистой добавленной стоимости по субъектам Федерации произведено пропорционально объемам добычи нефти, объемам переработки нефти и грузообороту трубопроводного транспорта на территории данного субъекта.

При оценке ВРП в долгосрочном периоде самостоятельную проблему представляет обоснование гипотез о масштабах развития смежных отраслей и их эффективности. Дело в том, что выбор трассы трубопровода осуществляется на стадии предпроектной разработки стратегии развития нефтегазовых регионов в условиях неопределенности как очередности и последовательности разработки месторождений, так и состава инвестиционных проектов в смежных отраслях. Поэтому для экономических оценок в таких регионах уместен аналоговый подход. В качестве регионов-аналогов подходят Ямало-Ненецкий и Ханты-Мансийский автономные округа, которые на момент начала формирования нефтегазового комплекса представляли собой типичные труднодоступные районы Севера с высоким уровнем затрат на инфраструктурное обустройство территории.

В соответствии с этой посылкой мы полагаем, что в Восточной Сибири и в Якутии пропорции между смежными отраслями и добывающим сектором в производстве ВРП и фонде оплаты труда сформируются аналогично пропорциям в Западно-Сибирском нефтегазовом комплексе в 2000–2005 гг.: в среднем доля смежных отраслей обеспечивала 30–35% ВРП в сырьевых регионах, а доход одного занятого в них составлял 60–70% от оплаты труда в добыче.

---

<sup>2</sup> В дальнейшем будем называть условно валовым региональным продуктом отрасли показатель чистой добавленной стоимости, созданной в этой отрасли.

Развитие нефтегазового сектора создает экономические предпосылки для размещения нефтеперерабатывающих заводов в Нижнем Приангарье, Усть-Куте и Ленске, что позволит удовлетворить региональный спрос на нефтепродукты, формируемый добывающим сектором, а также связанный с потребностями энергетики системы жизнеобеспечения поселений районов Крайнего Севера на территории Восточной Сибири и Якутии. При реализации варианта трассы нефтепровода, проходящего вдоль БАМа, возможен к 2015 г. ввод в действие нефтегазоперерабатывающих заводов общей мощностью 3,7 млн т. Северная трасса обеспечит экономические предпосылки для создания НПЗ общей мощностью 9 млн т.

Долгосрочные стратегии развития добычи нефти и диверсификации экономики Восточно-Сибирского нефтегазового комплекса в период до 2026 г. сформируют устойчиво высокий спрос на рабочую силу независимо от выбранного варианта формирования магистрального трубопроводного транспорта. Прирост занятых в нефтегазовом комплексе и смежных отраслях, инициируемый сооружением нефтепровода вдоль трассы БАМа составит 27–53 тыс. чел., а при реализации северного варианта он ожидается в 3–4 раза выше<sup>3</sup>. С точки зрения ожидаемого прироста занятости для Иркутской области и Якутии предпочтительнее северный вариант трассы, для Красноярского края северный вариант не имеет значительных преимуществ.

Северный вариант строительства нефтепровода и, соответственно, освоения месторождений Сибирской платформы предпочтителен для Якутии. Ожидаемый спрос на рабочую силу нефтегазового комплекса Якутии оценивается на уровне 24% от современной численности занятых (113 тыс. чел.). Прирост занятых в Красноярском крае составит 32 тыс. чел., а в Иркутской области – 59 тыс. чел. В других регионах спрос на рабочую силу составляет около 1 тыс. чел. в год. Такой уровень спроса нефтегазового комплекса на рабочую силу позволяет сформировать устойчивую градообразующую базу для системы новых поселений в нефтегазовых районах.

---

<sup>3</sup> Для расчета мультипликатора занятости использовались сложившиеся пропорции между занятостью в нефтегазовом комплексе и обслуживающих его отраслях, включая социальную сферу, в Ямало-Ненецком автономном округе. В настоящее время в округе прирост одного рабочего места в нефтегазовом комплексе влечет за собой создание двух рабочих мест в сервисном секторе и социальной сфере. В дальнейших прогнозных расчетах используется мультипликатор занятости, равный двум.

Таблица 4

**Прогноз произведенного ВРП в Восточно-Сибирском нефтегазовом комплексе  
и Республике Саха (Якутия) за период 2006–2026 гг., млрд долл. США  
(в текущих ценах)**

Вариант прохождения нефтепровода	ВРП						Мультипликатор экономического роста, $\mu$
	Всего	В том числе				Смежные отрасли	
		Нефть	Газ	Транспорт			
нефти	газа						
Вдоль трассы БАМа	195,93	125,53	–	32,73	–	37,66	5
Северный	478,66	250,22	63,93	52,57	17,71	94,24	8

$$\mu = \frac{\Delta \text{ВРП}_{\text{др. отраслей}}}{\text{ВРП}_{\text{нефт. трансп.}}}$$

Мультипликативный эффект от реализации вариантов трассы магистрального нефтепровода, измеряемый приростом ВРП, полученного в результате функционирования нефтепровода за период 2006–2026 гг., показан в табл. 4. В целом объем произведенного ВРП в Восточно-Сибирском нефтегазовом комплексе и Якутии за указанный период в зависимости от варианта прохождения трассы составит от 196 до 478 млрд долл. США (см. табл. 4). Северная трасса обладает явным преимуществом по всем параметрам.

Такой существенный разрыв в показателях ВРП обусловлен прежде всего различиями в масштабах освоения нефтяных ресурсов Восточной Сибири и Якутии. Рентабельные запасы в ареалах трассы БАМа обеспечивают максимальный объем добычи нефти на уровне 40 млн т, тогда как в ареалах Северной трассы – 80 млн т. Другой значимый фактор прироста ВРП в северном варианте – развитие газовой промышленности и транспорт газа на внешний рынок, который обеспечивает в период 2006–2026 гг. около 82 млрд долл. США, или 17% совокупного ВРП. В самом нефтепроводном транспорте формируется 11% совокупного ВРП.

Таким образом, предложенный подход позволил количественно оценить мультипликативный эффект развития нефтегазовой инфраструктуры Восточно-Сибирского нефтегазового комплекса. Прирост ВРП в нефтегазовом комплексе Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) в 5–8 раз выше прямых доходов нефтепроводного транспорта. В структуре мультипликативного эффекта 52–64% обеспечивает нефтедобывающая промышленность, 20% – сопряженные отрасли.

Таблица 5

**Распределение по регионам валового регионального продукта,  
дисконтированного к 2006 г.**

Регион	Вариант трассы нефтепровода			
	Вдоль БАМа		Северный	
	Млрд долл. США	%	Млрд долл. США	%
<i>Сибирский ФО</i>	59,98	76,80	69,77	42,45
Красноярский край	34,73	44,47	36,91	22,45
Иркутская обл.	23,37	29,92	32,87	19,99
Республика Бурятия	1,09	1,39	0,00	0,00
Читинская обл.	0,79	1,02	0,00	0,00
<i>Дальневосточный ФО</i>	18,12	23,20	94,61	57,55
Республика Саха (Якутия)	7,00	8,96	58,43	35,55
Прочие регионы	11,13	14,24	36,18	22,01
<b>И т о г о</b>	<b>78,10</b>	<b>100,00</b>	<b>164,38</b>	<b>100,00</b>

Степень концентрации мультипликативного эффекта в регионах отражают территориальное распределение и структура интегрального прироста ВРП (в дисконтированном выражении) за 2006–2026 гг. (табл. 5). Так, мультипликативный эффект функционирования нефтепровода, проходящего вдоль трассы БАМа, реализуется преимущественно в Сибирском федеральном округе, причем более половины в Красноярском крае. В Дальневосточном федеральном округе доля Якутии в приросте ВРП весьма скромная – 9%. Северная трасса в сравнении с трассой вдоль БАМа увеличит вдвое прирост ВРП в целом, но территориально он концентрируется преимущественно в Дальневосточном округе, а внутри него – в Якутии (35%). Объем производства ВРП в Красноярском крае в сравнении с вариантом трассы вдоль БАМа вырастет незначительно, наибольший прирост будет в Иркутской области – в 1,5 раза. Таким образом, Северная трасса предпочтительна для всех нефтегазовых сырьевых регионов, но максимальный выигрыш получают Иркутская область и Якутия.

Создание нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан по северному варианту позволит обеспечить в период 2006–2026 гг. дополнительный среднегодовой прирост ВРП по отношению к инерционному сценарию развития в Якутии в размере 15–20%, в Красноярском крае – 5–10, в Иркутской области – 25%. На основании расчетов можно сделать вывод, что се-

верный вариант трассы в наилучшей степени реализует долговременные государственные, региональные интересы и корпоративные интересы недропользователей.

### **МЕХАНИЗМЫ ПРИВЛЕЧЕНИЯ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО НЕФТЕПРОВОДА ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ – ТИХИЙ ОКЕАН**

Остается открытым вопрос о степени и формах участия государства и добывающих корпораций в реализации инфраструктурного проекта, о механизмах привлечения заемных инвестиций в период интенсивного строительства магистрали (2006–2009 гг.) в размере 53% от стоимости проекта. На каких же условиях добывающие компании-недропользователи могут вложить средства в строительство магистрального нефтепровода?

Традиционная форма привлечения частных инвестиций в создание магистрального нефтепровода со стороны добывающих компаний – это льготные тарифы на транспорт нефти. Возможности льготной тарифной политики минимальны, так как необходимое существенное снижение тарифов в первый период выведет срок окупаемости нефтепровода за пределы нормативного. В этой связи, по нашим оценкам, при строительстве нефтепровода основная нагрузка в инвестировании ляжет на «Транснефть» и федеральный бюджет, возможно также привлечение инвестиций компаний-операторов, работающих в Западной Сибири. Теоретически можно ожидать, что все три указанные группы – потенциальные получатели экономического эффекта заинтересованы в его реализации, а потому могли бы принять участие пропорционально их доле в интегральном эффекте создания нефтегазового комплекса. По нашим расчетам, более половины интегрального эффекта получит федеральный бюджет, региональные бюджеты – около 16%, инвесторы – 30%.

Особенность регионов состоит в том, что они вряд ли будут располагать реальными первоначальными накоплениями, а их регулирующие органы в процессе эксплуатации трубопровода в лучшем случае могут содействовать сокращению срока окупаемости, т.е. сокращению периода, на который могут быть привлечены кредитные средства.

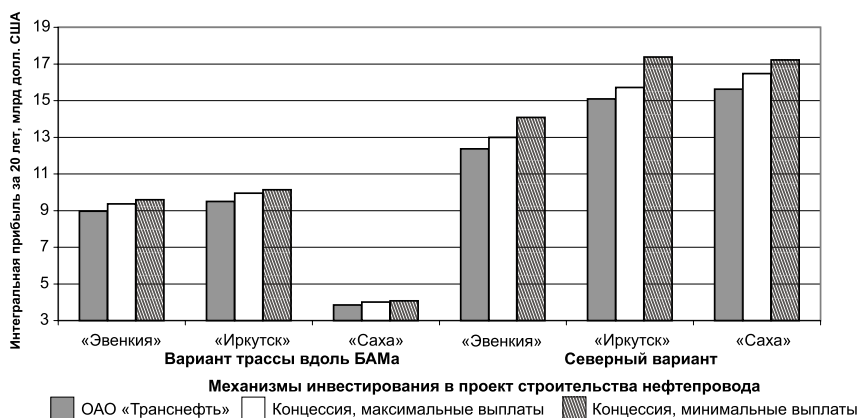
Возможно использование в строительстве и эксплуатации магистрального нефтепровода одной из форм частно-государственного партнерства – концессии. Представляет интерес оценка экономических выгод концессии,

хотя ее реализация проблематична по геополитическим соображениям. Модель концессии, сформированная применительно к рассматриваемому нефтепроводу [6], основана на следующих посылах:

- государство как акционер ОАО «Транснефть» с долей в размере 45% акций получает часть прибыли компании. Прибыль «Транснефти» в равных долях распределяется на налоги, инвестиции и дивиденды. Концессия создается сроком на 20 лет;
- концессионерами являются компании, разрабатывающие нефтяные месторождения Эвенкии и Красноярского края, Иркутской области и Якутии (назовем эти компании условно «Эвенкия», «Иркутск» и «Саха»);
- доли участия компаний в концессии пропорциональны объемам поставок нефти. По северному варианту нефтепровода доля «Эвенкии» – 29%, «Иркутска» – 45, «Саха» – 25%;
- внутренний тариф на транспортировку нефти концессионеров равен эксплуатационным затратам нефтепровода – 0,5 долл. США/1000 т-км и в динамике имеет такой же темп роста, что и тарифы «Транснефти».

В модели концессии рассчитываются интегральные показатели дисконтированных издержек и прибыли «Транснефти», акционерного дохода государства, а также интегральной прибыли компаний при концессиях с минимальными и максимальными выплатами государству. Концессионное соглашение предполагает, что дисконтированный доход государства от концессии должен быть по крайней мере равным его акционерному дисконтированному доходу от функционирования нефтепровода «Транснефти». Минимальные концессионные доходы государства при реализации проекта нефтепровода Восточная Сибирь – Бухта Перевозная, проходящего вдоль БАМа, составят 0,9 млрд долл. США, при реализации северного варианта трассы – 2 млрд долл. Дисконтированные издержки компаний могут сократиться на 6% в варианте прохождения нефтепровода вдоль БАМа и на 19% в северном варианте. Суммарные дисконтированные выгоды компаний составят 1 млрд и 6,75 млрд долл. соответственно (см. рисунок).

Таким образом, выгоды компаний от концессионного договора также незначительны. Границы коридора приемлемых концессионных доходов государства для трубопровода, пролегающего вдоль БАМа, весьма узкие и составляют 0,9–1,7 млрд долл. США за 20 лет, или 3,7–5% в сравнении с вариантом получения транспортных услуг от «Транснефти» (табл. 6). Можно



Сравнительная эффективность участия частных компаний в проекте строительства нефтепровода Тайшет – Находка – Бухта Перевозная

Таблица 6

**Эффективность участия компаний в концессионном соглашении, % к доходам компаний при использовании услуг ОАО «Транснефть»**

Вид концессионного соглашения	Концессионеры-компании		
	«Эвенкия»	«Иркутск»	«Саха»
<i>Вариант прохождения нефтепровода вдоль БАМа</i>			
Минимальные выплаты государству	4,9	3,7	4,2
Максимальные выплаты государству	0,5	0,0	1,0
<i>Северный вариант прохождения нефтепровода</i>			
Минимальные выплаты государству	15,9	18,8	10,9
Максимальные выплаты государству	0,9	0,0	0,7

сделать вывод, что концессионное соглашение может быть реализовано лишь при снижении самого порога концессионных выплат государству.

В северном варианте трассы нефтепровода границы коридора приемлемых концессионных доходов государства существенно шире: от 2 до 8,3 млрд долл. США. Выше эффективность концессионных соглашений и для частных компаний: при минимальных концессионных выплатах государству их интегральная прибыль увеличивается на 10–19%. Однако в случае максимальных выплат государству концессия не приносит компаниям никаких выгод. Эти границы концессионных выгод можно назвать



коридором согласования частных и государственных интересов, что позволяет найти вариант, приемлемый для всех участников.

Предлагаемый подход к оценке экономических интересов участников освоения нефтегазовых ресурсов в реализации инфраструктурных проектов может быть развит также для разработки инвестиционной политики государства и установления дифференцированных предпочтений в тарифной политике ОАО «Транснефть».

## Литература

1. Кузьмин М.И., Санеев Б.Г., Платонов Л.А. и др. Варианты трассы головного участка нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан: геолого-экологическая оценка // Регион: экономика и социология. – 2006. – № 2.
2. <http://www.rg.ru>, 2006, 25 апр.
3. Воронов Ю.П., Кибалов Е.Б., Краснов О.С. На игле навечно? О строительстве нефтепроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан» // ЭКО. – 2005. – № 5.
4. Варламов А.И., Герт А.А., Старосельцев В.С. и др. Перспективы освоения ресурсов углеводородного сырья Восточной Сибири // Разведка и охрана недр. – 2003. – № 11–12.
5. Герт А.А., Оглы А.А., Харитонова В.Н. и др. Восточный коридор нефтепроводов: сравнительная эффективность вариантов // Регион: экономика и социология. – 2004. – № 4.
6. Пономарев А.С. Модель концессионного соглашения в сфере нефтепроводного транспорта: обоснование экономической эффективности // Регион: экономика и социология. – 2006. – № 2.

© Харитонова В.Н., Вижина И.А., Коцбанова О.Ф., Пономарев А.С., 2006

### СПРАВОЧНИК «РОССИЯ: ВСЕ РЕГИОНЫ»

Вышло в свет 2-е дополненное издание справочника «Россия: все регионы. Путеводитель по торговле и инвестициям». Справочник объемом 1100 стр. (на русском и английском языках, в печатном и электронном вариантах) представляет собой энциклопедию экономического потенциала каждого региона в динамике за последние 8 лет. Российские и зарубежные финансово-промышленные и деловые круги, желающие установить и развить прямые связи с регионами, найдут сведения о трудовых ресурсах, динамике роста и отраслевой структуре ВРП, состоянии и прогнозах промышленного производства по основным отраслям, топливно-энергетическом балансе, транспортной инфраструктуре, природных ресурсах, товарах производимых и экспортируемых. Показаны инвестиционные возможности регионов: динамика инвестиций в основной капитал и зарубежных инвестиций, наиболее крупные компании, в том числе с иностранным участием, инвестиционно привлекательные отрасли, законодательство о льготах для инвесторов. В справочнике публикуются сведения о 950 реальных инвестиционных проектах, предлагаемых региональными компаниями и администрациями регионов.

Справки: [kouzmin@aksionbkg.com](mailto:kouzmin@aksionbkg.com), [gulnarai@aksionbkg.com](mailto:gulnarai@aksionbkg.com)