

Оценка объема привлечения инвестиций на условиях проектного финансирования в секторе нефтедобычи в средне- и долгосрочном периодах

© 2009 А.А. Чугнин

Московский государственный университет экономики,
статистики и информатики (МЭСИ)

В статье рассматривается вопрос оценки возможных объемов проектного финансирования в нефтяной отрасли России. Приведены условия эффективности проектного финансирования, представлен региональный анализ современного положения дел в нефтедобыче. На основании авторской методики проведена количественная оценка объемов проектного финансирования в среднесрочной перспективе. Статья содержит актуальные данные по исследуемой тематике.

Ключевые слова: финансы, инвестиции, проектное финансирование, нефтедобыча, энергетическая стратегия.

История применения проектного финансирования на развивающихся рынках и наличие российского опыта в этой сфере показывают, что в настоящее время проектное финансирование не только является все более популярным в мировой практике, но и с успехом может использоваться в российских условиях. В то же время нельзя забывать, что данный механизм организации финансирования приемлем не во всех отраслях экономики. Обычно проектное финансирование может оказаться эффективнее традиционного при соблюдении следующих условий:

- 1) значительный объем инвестиций в проект (а также длительный срок окупаемости);
- 2) много сторон, вовлеченных в процесс реализации проекта;
- 3) новые технологии строительства (ранее не опробованные);
- 4) высокая организационная сложность.

Сочетание этих факторов в российских условиях встречается в достаточно ограниченном числе отраслей (например, добыча полезных ископаемых, энергетика, металлургия, транспорт, машиностроение). Исторически наибольшее число проектов, успешно реализованных в России на условиях проектного финансирования, относится к нефтедобыче. Этот сектор и в настоящее время является наиболее значимым с точки зрения объемов производства, налоговых поступлений в бюджет, занятости и т.д. Однако есть и обратная сторона медали - огромные объемы производства требуют соответствующих инвестиций. Добыча нефти в 2008 г. снизилась на 0,7%, в 2009 г. Минэкономразвития прогнозирует дальнейшее ее снижение на 1,1%¹. Существующие нефтедобывающие активы находятся на поздней стадии разработки, начальные запасы нефти уже

выработаны более чем на 50%, в Европейской части - на 65%, в том числе в Урало-Поволжье - более чем на 70%. Степень выработанности запасов крупных активно осваиваемых месторождений приближается к 60%². Дальнейшее развитие отрасли требует освоения не только новых месторождений, но и новых регионов. В данной ситуации проектное финансирование может стать одним из эффективных инструментов реализации масштабных инвестиционных программ. В связи с этим возникает задача осуществить количественную оценку объемов проектного финансирования ПФ в секторе нефтедобычи в средне- и долгосрочной перспективе.

Для оценки предлагается использовать подход, включающий в себя несколько основных этапов:

1. Определение перспективных регионов с точки зрения нефтедобычи.
2. Анализ соответствия региональных условий критериям эффективности ПФ.
3. Определение перечня приоритетных проектов, планируемых к реализации в данном регионе, оценка объемов и динамики инвестиций.
4. Оценка объемов и динамики инвестиций в прочие проекты на основании среднеотраслевых данных.
5. Оценка вероятности реализации рассматриваемых проектов на принципах ПФ в соответствии с заданными критериями.
6. Формирование сводных оценочных показателей.

В настоящее время более 65% нефтедобычи в России (320 млн. т в год) приходится на Тюменскую область - ХМАО и ЯНАО. Чуть более 100 млн. т добавляют крупные старые регионы -

¹ <http://www.neftegaz.ru/news/view/87585>.

² Энергетическая стратегия России на период до 2030 года / Мин-во энергетики РФ.

Татарстан, Оренбургская и Самарская области, Пермский край, Башкортостан, Удмуртия. На новые регионы - Тимано-Печорскую провинцию и Сахалин - приходится примерно 50 млн. т. Перспективными регионами для нефтедобычи, согласно Энергетической стратегии России до 2030 г., разработанной Министерством энергетики РФ, являются Восточная Сибирь (Красноярский край, Якутия, Иркутская область), Дальний Восток (шельфы Сахалина и Камчатки), а также северные регионы - полуостров Ямал и шельфы арктических морей. На юге возможно существенное увеличение добычи на шельфе Каспийского моря (см. рис. 1).

расли, также негативно отражающаяся на возможности использования проектного финансирования, - высокая монополизация региональной нефтедобычи. Только в Тюменской области и в Тимано-Печорской провинции на севере наблюдается существенное присутствие многих игроков нефтегазового сектора. В остальных регионах доминирует один производитель, на долю которого приходится от 60% до более чем 95% региональной добычи. В результате, даже если в регионе существуют крупные инвестиционные проекты, они осуществляются региональными монополистами из средств собственной инвестиционной программы, без привлечения других участников и без какого бы то ни



Рис. 1. Существующие и перспективные регионы нефтедобычи

Источник. Составлено автором по данным ЦДУ ТЭК.

Рассмотрим вышеперечисленные регионы с точки зрения наличия в них условий, необходимых для эффективности использования проектного финансирования. В старых центрах современной нефтедобычи, таких как Татарстан, Башкирия, Удмуртия, Пермский край, Самарская и Оренбургская области, сосредоточено множество относительно мелких низкодебитных месторождений, находящихся на поздней стадии разработки. Крупные месторождения также прошли пик своей добычи несколько десятилетий назад и требуют лишь поддерживающих инвестиций. Таким образом, потенциал проектного финансирования в данных регионах очень ограничен. Кроме того, существует другая особенность российской нефтяной от-

было обособления от прочих своих проектов. В то же время независимый производитель не будет прилагать усилий для реализации затратного и высокорискованного проекта нефтедобычи в регионе, где транспортная инфраструктура находится в собственности крупной нефтяной корпорации, а также с большой долей вероятности существуют значительные административные барьеры входа в региональную отрасль. Таким образом, использование проектного финансирования возможно в новых и перспективных регионах нефтедобычи, а также при реализации крупных проектов в Тюменской области.

Определив основные регионы, благоприятные для ПФ, обратимся к перечню проектов,

Таблица 1. Крупнейшие неразрабатываемые нефтяные месторождения

| Месторождение | Запасы нефти С1 + С2, млн. т | Компания | Регион | Ожидаемый срок запуска | Инвестиции, млрд. долл. |
|--------------------|------------------------------------|---------------|----------------|---------------------------|----------------------------|
| Юрубчено-Тохомское | 391 | Роснефть | Эвенкия | 2013 | около 10 |
| Новопортовское | 238 | Газпром | Ямал | 2015 | 4-5 |
| Долгинское | 236 | Газпром | Печорское море | 2015 | 4-5 |
| Нижнечутинское | 100 | Timan Oil&Gas | Коми | 2011 | около 0,5 |
| Приразломное | 46 | Газпром | Баренцево море | 2011 | более 2 |

которые в будущем могут быть реализованы с использованием данной финансовой схемы. Это в первую очередь крупные неосвоенные месторождения нефти. Приведем сводную информацию по таким объектам (табл. 1).

Ожидается, что общий объем инвестиций в данные проекты превысит 20 млрд. долл. В то же время ситуация вокруг разработки этих месторождений остается сложной. Арктические шельфовые месторождения Приразломное и Долгинское уже стали настоящими энергетическими долгоиграющими. В Газпроме и Газпромнефти считают, что на сегодня добыча сырья на этих блоках невыгодна. Это неудивительно - компании обременены долгами и вынуждены сокращать инвестиции. По мнению экспертов, разработка месторождений Приразломное и Долгинское в Печорском море может быть экономически нецелесообразной в силу недостаточного объема запасов. Эффективной всего было бы разрабатывать не два, а одновременно несколько месторождений, что дало бы экономию средств³. Разработка шельфовых месторождений осложнена отсутствием у российских компаний необходимых технологий и относительно высокой стоимостью добычи. Большое значение при принятии инвестиционных решений имеют цены на нефть и налоговый режим. То, что Газпромнефть может заморозить два затратных морских проекта, неудивительно. Компания уже признала, что ей придется сократить инвестиции в 2009 г. как минимум на 20-25 %, а для добычи нефти на шельфе требуется значительно больше средств, чем для бурения суши. Запуск Новопортовского месторождения неразрывно связан с развитием всего газонефтяного комплекса полуострова Ямал - основного мегапроекта Газпрома. При этом приоритетным проектом на Ямале для компании является Бованенковское газовое месторождение, однако даже его ввод был перенесен с 2011 на 2012 г. летом 2009 г.⁴ В связи с этим запуск Новопортовского месторождения, по-видимому, произойдет не ранее 2015 г. Судьба Юрубчено-Тохомского месторождения некоторое время была

³ Михайлов А. Кризис шельфа. Режим доступа: <http://www.rosbalt.ru/2008/10/31/537770.html>.

⁴ <http://gazprom.ru/press/news/2009/june/article66385>.

не ясна в связи с “делом ЮКОСа” и проведением аукционов по продаже имущества ОАО “ЮКОС” в рамках конкурсного производства. Однако в настоящее время новый собственник месторождения - компания “Роснефть” - заявляет, что сроки ввода месторождения, запланированные на начало 2013 г., пока не пересматривались и что уже в 2010 г. планируется инвестировать в освоение Юрубчено-Тохомского месторождения 25 млрд. руб.⁵ Интересна ситуация вокруг Нижнечутинского месторождения, истинные размеры и запасы которого долгое время оставались неизвестны, а само месторождение считалось неперспективным. И лишь в 2008 г. Роснедра утвердили пересчет запасов, выполненный по результатам проведенных геологоразведочных работ, согласно которому запасы выросли почти в 20 раз и составили 100 млн. т. Месторождение отличается низкой глубиной залегания пластов (около 100 м), что уменьшает стоимость бурения, однако добыча нефти осложнена из-за низкого пластового давления. Опытно-промышленную разработку месторождения предполагается начать со следующего года. После окончания подготовительных работ планируется начать бурение следующих 25 скважин на втором участке. Поскольку технологии разработки таких месторождений не отработаны, приходится пробовать разные способы нефтеизвлечения, в том числе различные конструкции скважин. Собственником месторождения является небольшая компания Timan Oil&Gas.

Все вышеперечисленные проекты теоретически могут быть реализованы с использованием проектного финансирования, но для каждого проекта существует ряд факторов, препятствующих его реализации таким образом. Поэтому для прогноза объемов ПФ в нефтегазовой отрасли необходимо более подробно рассмотреть каждый проект и оценить вероятность его реализации с применением именно этой техники. Представим результаты данного анализа с использованием авторских экспертных оценок (табл. 2).

Объемы инвестиций, доступных для использования ПФ, не ограничиваются указанными

⁵ Нефть России. 2009. 9 июля. Режим доступа: <http://www.oilru.com/news/129239/>.

Таблица 2. Оценка вероятности применения ПФ в новых проектах нефтяной отрасли

| Проекты | Положительные факторы для использования ПФ | Отрицательные факторы для использования ПФ | Экспертная оценка вероятности применения ПФ, % |
|--------------------|---|---|--|
| Юрубчено-Тохомское | Объем инвестиций Возможность подключения к ВСТО | Роснефть не планирует обособлять проект и привлекать партнеров для его реализации | 10 |
| Новопортовское | Объем инвестиций | Нет отдельной транспортной инфраструктуры Проект "Ямал" является стратегическим для Газпрома и государства и, вероятно, будет финансироваться исключительно из собственных средств | 10 |
| Долгинское | Объем инвестиций Новые технологии Нехватка средств Газпромнефти для самостоятельной реализации | Возможна недостаточная экономическая эффективность в связи с относительно небольшими объемами добычи | 40 |
| Нижнечутинское | Новые технологии Собственник не может финансировать разработку за счет собственных средств Близость транспортной инфраструктуры | Относительно небольшой объем инвестиций | 75 |
| Приразломное | Объем инвестиций Новые технологии Нехватка средств Газпромнефти для самостоятельной реализации | Возможна недостаточная экономическая эффективность в связи с относительно небольшими объемами добычи | 40 |

Таблица 3. Оценка доли проектов с применением ПФ при освоении новых нефтяных регионов

| Проекты | Положительные факторы для использования ПФ | Отрицательные факторы для использования ПФ | Экспертная оценка доли проектов с применением ПФ, % |
|-----------------------------------|---|---|---|
| Прочие проекты - Восточная Сибирь | Потенциально значительный объем инвестиций Сложные условия разработки | Отсутствует информация о проектах, планируемых к реализации в среднесрочной перспективе Возможно усиление позиций государства в связи со стратегическим характером отрасли и региона | 5 |
| Прочие проекты - Дальний Восток | Потенциально значительный объем инвестиций Новые технологии (для шельфового бурения) Наличие опыта ПФ в регионе (Сахалин-2) Возможность законтрактовать значительные объемы поставок в Китай и страны Тихоокеанского региона | Отсутствует информация о проектах, планируемых к реализации в среднесрочной перспективе | 10 |

выше проектами: поскольку планируется существенное увеличение нефтедобычи в новых регионах, естественно предположить, что определенная часть новых проектов может быть реализована на принципах ПФ. Особенно это касается перспектив развития Восточной Сибири и

Дальнего Востока, поскольку строительство ВСТО открыло новые рынки сбыта нефти - Китай и страны Тихоокеанского региона. Дальний Восток уже имеет опыт успешного претворения в жизнь схемы проектного финансирования для разработки шельфовых месторождений (Сахалин-2),

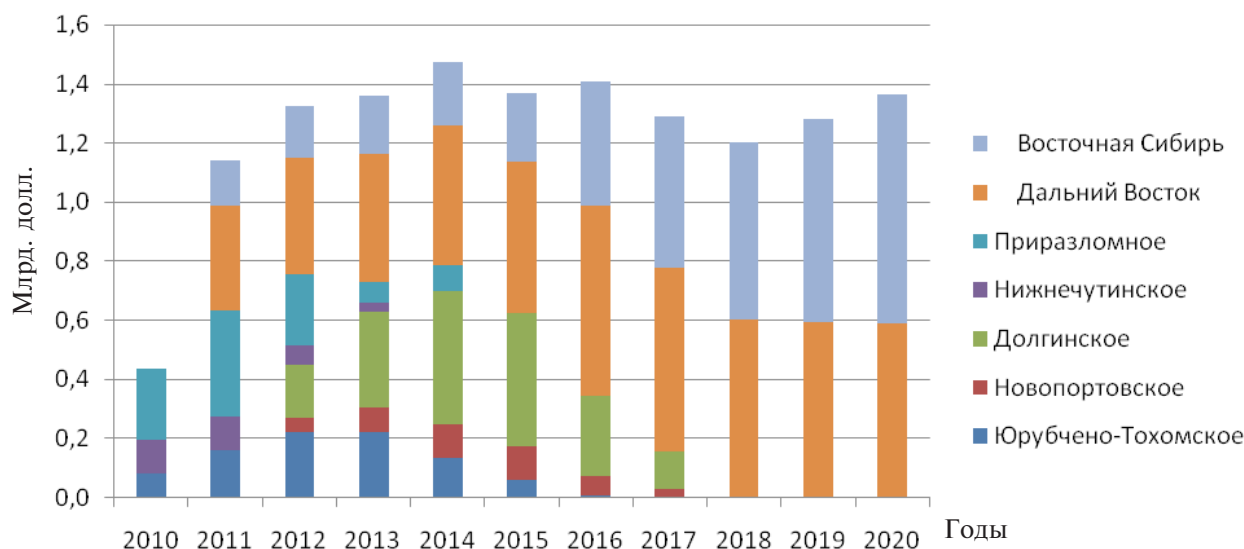


Рис. 2. Прогноз объемов проектного финансирования в нефтедобыче

этот опыт может помочь при реализации последующих проектов.

Согласно Энергетической стратегии России, прирост добычи в этих регионах может составить от 16 до 31 млн. т в год к 2015 г. и от 52 до 70 млн. т в год к 2020 г. для Восточной Сибири. Для Дальнего Востока эти цифры составят, соответственно, 31-32 и 32-36 млн. т в год. Таким образом, восточные регионы обеспечат до 20% новой добычи к 2015 г. и до 25% к 2020 г. Учитывая, что общий объем инвестиций в нефтедобычу в 2011 - 2020 гг. запланирован в Энергетической стратегии в объеме 200-230 млрд. долл. в ценах 2005 г., а также принимая во внимание относительно более высокий уровень капитальных затрат в новых регионах и на шельфе в связи с отсутствием инфраструктуры, тяжелыми климатическими условиями и технической сложностью проектов, можно ожидать объем инвестиций в этих регионах - 65-70 млрд. долл. в

ценах 2005 г. и более 130 млрд. долл. в прогнозных ценах. Представим оценку доли проектов, которая может быть реализована на условиях проектного финансирования (табл. 3).

Оценив вероятность реализации перечисленных выше проектов на условиях ПФ и смоделировав объем и динамику инвестиций, можно построить сводную динамику потенциального объема проектного финансирования в нефтяной отрасли, представленную на диаграмме (рис. 2).

Естественно, следует учитывать, что прогнозирование динамики сопряжено со значительной неопределенностью, в связи с чем более надежным представляется прогноз агрегированных показателей за пятилетние периоды. Так, оценочный объем проектного финансирования в нефтедобыче, рассчитанный на основании вышеизложенной методики, составит примерно 7 млрд. долл. в 2011 - 2015 гг. и около 6,5 млрд. долл. в 2016 - 2020 гг.

Поступила в редакцию 04.09.2009 г.