

ДОГОВОР ДОРОЖЕ ДЕНЕГ

Нефтяные контракты и их общественный мониторинг

ФОНД СОРОС-КАЗАХСТАН,
программа Kazakhstan Revenue Watch

г. Алматы, ул. Желтоқсан, 111а,
тел. (727) 250-38-11, факс 250-38-14
www.soros.kz
www.krw.kz
www.budget.kz

© ЦЕНТР МОНИТОРИНГА ОБЩЕСТВЕННЫХ ФИНАНСОВ

44, J.Jabbarly, Baku AZ1065, Azerbaijan
(Caspian Plaza, 9th floor)
Телефон/факс: +994 12 497 8967
E-mail: office@pfmc.az
www.pfmc.az

Авторский коллектив:

- Ингилаб АХМАДОВ, доктор экономических наук, директор Центра мониторинга общественных финансов (Азербайджан)
- Антон АРТЕМЬЕВ, директор программы Kazakhstan Revenue Watch Фонда Сорос-Казахстан
- Кенан АСЛАНЛЫ, аналитик Центра мониторинга общественных финансов (Азербайджан)
- Ибрагим РЗАЕВ, аналитик Центра мониторинга общественных финансов (Азербайджан)
- Ильхам ШАБАН, директор Центра Нефтяных Исследований «Caspian Barrel» (Азербайджан).

Содержание данной публикации отражает точку зрения авторов, которая не обязательно совпадает с точкой зрения Фонда Сорос-Казахстан.

Тираж: 500 экземпляров

Содержание

Введение

О чем это руководство?

Глава 1. Краткий обзор развития нефтегазовой промышленности Казахстана

Начало и развитие нефтедобычи в республике
Запасы углеводородов
Добыча углеводородов и переработка нефти
Транспортировка и экспорт нефти и нефтепродуктов

Глава 2. Нефтяные контракты. Соглашения о разделе продукции (СРП)

Особенности нефтяного бизнеса: риски и прибыль
Разные виды контрактов – разная степень ответственности
Соглашения о разделе продукции

Глава 3. Как формируются платежи компаний государству

Принципы раздела продукции
Немного теории финансов
Порядок раздела продукции

Глава 4. Налогообложение в нефтяном секторе Казахстана

Налоговая политика в отношении добывающих компаний
Специальные платежи недропользователей
Косвенное налогообложение
Коэффициент налоговой нагрузки

Глава 5. Социальная ответственность нефтяных компаний

Социальные инвестиционные проекты
Местное содержание
Международный опыт успешной реализации социальных проектов добывающих компаний. Проект «Акасса» (Нигерия)

Глава 6. Нефтяные контракты и гражданское общество: пути информирования общественности

Инициативы в области повышения прозрачности
Роль организаций гражданского общества в повышении прозрачности информации о доходах.
Задачи, стоящие перед НПО, добивающимися большей прозрачности контрактов на недропользование.

Глава 7. Нефтяное Эльдorado. Уроки Саудовской Аравии

Политический строй
Большая нефть
Управление нефтяными доходами

Заключение

Приложение 1. Вопросы для работы с материалом
Приложение 2. Справочная информация о нефтегазовом секторе Казахстана
Приложение 3. СРП Азербайджана и Казахстана
Приложение 4. Полезные ссылки
Приложение 5. Глоссарий

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- АЧГ – Азери-Чыраг-Гюнешли
ГНКАР – Государственная нефтяная компания Азербайджанской Республики
ГНК – государственная нефтяная компания
КНН – коэффициент налоговой нагрузки
ККСТ – Казахстанская каспийская система транспортировки нефти
КТК – Каспийский трубопроводный консорциум
КРО – Karachaganak Petroleum Operating B.V.
МФИ – международный финансовый институт
МНК – международная нефтяная компания
НПЗ – нефтеперерабатывающий завод
НХЗ – нефтехимический завод
НДПИ – Налог на добычу полезных ископаемых
НК – национальная компания
СРП – соглашение о разделе продукции
СНГ – Содружество независимых государств
СП – совместное предприятие
ТШО – «Тенгизшевройл», ТОО
ТШО – ТОО «Тенгизшевройл»
ТПИ – твердые полезные ископаемые
ЭТП – экспортная таможенная пошлина
- EITI – Extractive Industries Transparency Initiative,
Инициатива прозрачности добывающих отраслей
NPV – Net Present Value

Введение

Эффективность деятельности правительства и, как следствие, рост благосостояния общества во многом зависят от степени вовлечения граждан в процессы принятия решений и мониторинга их исполнения. Несмотря на сравнительно короткую историю формирования гражданского общества на постсоветском пространстве, за последние пять лет неправительственные организации (НПО) Казахстана добились некоторого успеха в этом направлении, особенно в области мониторинга доходов от добывающего сектора.

Само по себе наличие природных ресурсов и их использование с целью получения доходов не способны повысить благосостояние населения. Для некоторых богатых природными ресурсами стран эффективное управление нефтяными доходами оказалось трудной задачей. Раздираемые коррупцией и внутренними конфликтами, они пополнили список так называемых неудавшихся государств (failed states), испытавших на себе последствия «проклятия ресурсов». По мнению многих представителей гражданского общества, экономистов, юристов и политологов, избежать «проклятия ресурсов» можно лишь посредством повышения прозрачности и подотчетности управления доходами. Прозрачность при формировании доходов от добывающей промышленности и подотчетность при их расходовании способствуют снижению коррупции, что, наряду с участием общественности в процессе принятия решений, положительно влияет на экономическую эффективность государственных программ. Очевидно, что информация о получаемых государством доходах является важным первым шагом, без которого невозможно оценить эффективность управления государственными средствами.

Взаимоотношения государства и недропользователей находят свое юридическое выражение и закрепление в договорах на разведку, добычу и транспортировку ресурсов. Именно в этих контрактах, заключаемых на десятки лет, оговариваются все основные условия получения и распределения прибыли между государством и компанией. Успех добывающих стран напрямую зависит от многих контрактных условий, таких как уровень местного содержания, обеспечение экологической безопасности, доля доходов, поступающих в распоряжение государства, и др. Именно поэтому нефтяные контракты – это серьезный экзамен не только для тех, кто подписывает их от имени государства, но и для представителей гражданского общества, роль которых заключается в обеспечении независимого мониторинга управления доходами от природных ресурсов. Для этого НПО необходимо четко представлять, какие интересы движут сторонами в ходе переговоров по заключению контрактов, и разбираться в разных типах контрактных соглашений.

Принимая во внимание большой интерес казахстанских НПО к контрактам на недропользование, в 2007 году при поддержке Фонда Сорос-Казахстан авторы настоящего пособия провели в г. Алматы семинар для представителей более 30 НПО из разных регионов страны. Участвовавших в семинаре волновали многие вопросы, например: как представители гражданского общества могут проводить мониторинг исполнения контрактов на недропользование и на что важно обращать первоочередное внимание при изучении контрактов?

Принимая во внимание неослабевающий интерес широкой общественности к теме прозрачности и справедливости контрактов на недропользование, авторы данного пособия предприняли попытку ответить на эти и другие важные вопросы. Фонд Сорос-Казахстан надеется, что это пособие вызовет широкий общественный интерес и окажется особенно полезным для организаций, работающих в области повышения прозрачности доходов от добывающей промышленности.

Анна Александрова,
Председатель Правления
Фонда Сорос-Казахстан

О чем это руководство?

Целью данного пособия является в доступной форме рассказать о том, какие принципы закладываются в основу контрактов, заключаемых государством с нефтедобывающими компаниями, а также предложить набор практических рекомендаций представителям гражданского сектора, занимающимся вопросами мониторинга доходов от добывающей промышленности. Данное пособие может представлять интерес для широкого круга читателей, интересующихся вопросами развития нефтегазового сектора Казахстана.

В последние годы резко возросло внимание общественности к проблеме эффективного управления доходами от добывающей промышленности. В академической среде активно ведется изучение и обсуждение феномена «проклятия ресурсов», заключающегося в том, что большинство стран, богатых природными ресурсами, на практике оказываются заложниками добывающего сектора, постепенно вытесняющего все остальные сектора экономики. Экономика этих стран опасно зависит от ситуации на мировом рынке ресурсов¹, временная легкость получения доходов и возможность их использования в популистских целях приводят к деформации политической системы, а растущая коррупция фактически сводит на нет многие программы развития. Избежать «проклятия ресурсов» возможно лишь при условии системы прозрачного и подотчетного управления доходами, и достичь этого призваны Инициатива прозрачности добывающих отраслей (EIT) и кампания «Публикуй, что платишь» (Publish What You Pay), получившие глобальное распространение с момента своего возникновения в начале 2002 года.

Однако для осуществления эффективного контроля за получением и использованием доходов от добывающего сектора представители общественности должны иметь четкое представление об особенностях добывающей промышленности. Исключительно важной для понимания темой являются контракты на недропользование, так как именно они описывают права и обязательства сторон, а также основные принципы формирования доходов и расходов.

Ввиду того, что в рамках данного пособия охватить весь добывающий сектор не представляется возможным, авторы сфокусировались исключительно на особенностях нефтегазодобывающего сектора. В этой отрасли наиболее распространенным на сегодняшний день видом контракта является Соглашение о разделе продукции (СРП), и именно описанию особенностей СРП в этой книге уделяется максимум внимания. Несмотря на то что в 2008 году Казахстан отказался от использования модели СРП при заключении будущих контрактов², разработка всех крупнейших казахстанских месторождений ведется именно на условиях СРП, поэтому понимание особенностей этой модели не потеряло своей актуальности.

Наконец, следует отметить, что во многих богатых ресурсами странах, включая Казахстан, контракты на недропользование являются конфиденциальными и доступ к ним строго ограничен. Авторы настоящего пособия категорически не согласны с таким подходом и считают, что граждане страны как истинные собственники недр должны иметь неограниченный доступ к информации о том, кто и на каких условиях осуществляет разработку этих ресурсов, а главное – какие доходы получает от этого государство.

1. Руководство МВФ по обеспечению прозрачности доходов от добывающей промышленности относит страну к категории зависимых от ресурсов, если удельный вес нефтяного сектора превышает 25% ВВП; или если доля нефти и нефтепродуктов в общем экспорте составляет более 50%; или если поступления от экспорта нефти в общем объеме бюджетных доходов составляют более 25%. См. <http://www.imf.org/external/pubs/cat/longres.cfm?sk=18349.0>

2. Закон Республики Казахстан «О соглашениях (контрактах) о разделе продукции при проведении нефтяных операций на море» от 8 июля 2005 года № 68-Ш был признан утратившим силу 10 декабря 2008 г.

Поскольку Азербайджан является одной из немногих стран, где общество имеет доступ к подобной информации, авторы данного пособия в первую очередь опирались на собственный опыт анализа нефтяных контрактов. Помимо этого использовалась информация об опыте других стран, где СРП являются достоянием общественности.

В первой главе подробно освещается нынешнее состояние нефтегазового сектора Казахстана, приводятся некоторая статистическая информация и ее анализ.

Вторая глава сравнивает различные виды нефтяных контрактов, выявляя их преимущества и слабые стороны.

В третьей главе мы рассказываем о принципах раздела продукции между государством и добывающей компанией, положенных в основу любого СРП.

В четвертой главе затрагиваются вопросы налогообложения нефтяного сектора, кратко описывается система налогов, применяемых в настоящее время в нефтяном секторе Казахстана.

Пятая глава посвящена социальным программам нефтяных компаний в добывающих странах, приводятся примеры успешных социальных проектов в различных странах.

Шестая глава рассказывает о некоторых методах осуществления общественного мониторинга доходов от добывающей промышленности.

В заключительной седьмой главе пойдет о крупнейшем производителе нефти в мире – Саудовской Аравии. Непростой опыт этой страны в управлении доходами от добывающей промышленности гораздо менее известен по сравнению с опытом Норвегии или Нигерии, своеобразных полюсов эффективного и неэффективного управления. В то же время из истории Саудовской Аравии можно извлечь много весьма поучительных уроков.

В приложениях авторы поместили информацию справочного характера, карту, а также глоссарий, в котором разъясняются многие термины, относящиеся к экономике нефтегазового сектора. При этом для удобства читателей важнейшие термины объясняются как в глоссарии, так и непосредственно в тексте книги.

Книга является первым подобным изданием не только в самом Казахстане, но и на всем постсоветском пространстве. Ее аналогом можно считать книгу «Как освещать вопросы, связанные с нефтью?», изданную в 2005 году на русском и английском языках Институтом Открытого Общества.

В создании книги приняли участие эксперты Центра мониторинга общественных финансов (PFMC, Азербайджан) – доктор экономических наук, выпускник университета Реддинг (University of Reading, UK) Ингилаб Ахмадов, Кенан Асланлы и Ибрагим Рзаев; известный эксперт в области нефтегазового сектора, руководитель Центра нефтяных исследований Caspian Barrel Ильхам Шабан; директор программы Kazakhstan Revenue Watch Фонда Сорос-Казахстан Антон Артемьев.

Авторы благодарят своих коллег доктора педагогических наук, профессора Елену Пометун (Украина) и Наталью Янцен (президента общественного фонда «Формирование налоговой культуры», Казахстан) за важный вклад в написании книги.

Отдельная благодарность выражается Фонду Сорос-Казахстан за поддержку данного проекта.

Глава 1.

Краткий обзор развития нефтегазовой промышленности Казахстана

1.1. Начало и развитие нефтедобычи в республике

1.2. Запасы углеводородов

1.3. Добыча углеводородов и переработка нефти

1.4. Крупные месторождения

1.5. Переработка нефти

1.6. Транспортировка и экспорт нефти и нефтепродуктов из РК

«В этом мире богатыми нас делает не то, что мы получаем, а то, что мы отдаем».

*Генри Уорд Бичер,
американский религиозный деятель*

1.1. Начало и развитие нефтедобычи в Казахстане

Первые страницы нефтяной истории Казахстана относятся к Атыраускому углеводородному региону. Жители этого края еще в древние времена знали о местах скопления нефти, о некоторых ее свойствах и использовали ее в основном в лечебных целях. Естественно, что наличие (причем на поверхности земли) жидкости с такими полезными свойствами не осталось без внимания. В 1890 г. экспедиция Г. Грумм-Гржимайло составила подробнейшую геологическую характеристику Кара-Чунгульского массива. В 1899 г. нефтеносные участки были проданы российским предпринимателям Лемапу, Доппельмаеру и Грумм-Гржимайло, которыми было создано «Эмба-Каспийское товарищество».

На месторождении «Карачунул» была пробурена 21 скважина глубиной от 38 до 275 метров. Со скважины № 7 глубиной 40 метров в ноябре 1899 г. был получен первый нефтяной фонтан с суточным объемом добычи около 25 тонн. Это событие было признано началом истории добычи эмбинской нефти и началом развития казахстанской нефтяной промышленности.

В 1911 г. было открыто месторождение нефти промышленного значения – «Доссор», а в 1913 г. знаменитая компания «Нобель» открыла второе месторождение – «Макад». В 1914 г. с этих двух месторождений было добыто свыше 200 тыс. тонн нефти.

Одновременно с ежегодным увеличением объема добычи нефти в Казахстане начала развиваться и нефтяная инфраструктура. Был построен первый нефтепровод для транспортировки сырья от нефтепромыслов до порта Гурьев (Атырау), а оттуда казахстанское сырье морем уходило в Баку.

В середине 20-х гг. разведочные работы на территории Казахстана были увеличены, и в результате было обнаружено несколько небольших месторождений. К 1937 г. обнаруженные запасы нефти были увеличены на 10 млн. тонн и достигли 30,6 млн. тонн. В предвоенный период (1937-1940 гг.) в Казахстане ежегодно добывалось 700-750 тыс. тонн нефти (для сравнения – в те годы в Грузии добывалось в 4-5 раза больше нефти, чем в Казахстане).

В 1961 г. было открыто Мангышлакское нефтяное месторождение «Жетыбай», которое было введено в эксплуатацию в 1969 г., а в 1966 г. – месторождение «Узень».

Однако настоящим прорывом в развитии нефтяной промышленности Казахстана можно считать открытие в конце 1979 г. месторождения «Тенгиз» в Атырауской области, входящего в пятерку самых крупных нефтяных месторождений мира, а также гигантского нефтегазоконденсатного месторождения «Карачаганак» в Западно-Казахстанской области (см. карту Казахстана в приложении).

Казахстан только в годы независимости занялся разработкой своего шельфа на Каспии, при этом в то время страна не имела ни соответствующих технологий, ни опыта. Поэтому в 1997 г. Правительство Казахстана подписало Соглашение о разделе продукции (СРП) с иностранными нефтяными компаниями о разведке и разработке блока в северной части Каспийского моря. Спустя всего три года в результате разведочных работ были открыты четыре газоконденсатных месторождения: «Кашаган», «Кайран», «Каламкас» и «Актоты». Последние три месторождения по своим запасам незначительные, зато «Кашаган» тут же зачислили в лидеры самых крупных месторождений, открытых за последние 30 лет.

Необходимо отметить, что в первые годы XXI века Правительство Казахстана предприняло интенсивные шаги по освоению углеводородного потенциала казахстанского шельфа Каспия. Для достижения поставленных задач оно достигло на двусторонних

В настоящее время в мире существует два стандарта для измерения количества нефти – **баррели** (от английского слова *barrel* – «бочка») и **тонны**. Механизм пересчета тонн в баррели основан на относительной плотности нефти, при этом, так как у разных сортов нефти разная плотность, количество баррелей в тонне может быть разным. В среднем в одной тонне, в зависимости от плотности, содержится 6,7-7,6 барреля.

1 баррель = 158,9 литра

началах компромисса о разделе дна моря с Российской Федерацией и Азербайджанской Республикой, хотя прикаспийским странам до сих пор не удалось подписать Конвенцию по юридическому статусу Каспийского моря.

По данным Министерства энергетики и минеральных ресурсов РК, предварительная оценка объема прогнозных запасов казахстанского сектора Каспийского моря составляет 102,2 млрд. баррелей (14 млрд. тонн) условного топлива, а извлекаемых запасов – 40 млрд. баррелей (5,2 млрд. тонн).

До 2015 г. Правительство Казахстана планирует удвоить уровень добычи нефти с зафиксированного в 2006 г. уровня в 65 млн. тонн в год. При этом основной акцент прироста нефтедобычи делается на морскую добычу. 16 мая 2003 г. Указом Президента Республики Казахстан № 1095 была утверждена Государственная Программа освоения казахстанского сектора Каспийского моря.

Период освоения разделен на три этапа, различающихся содержанием мероприятий и работ:

- первый этап (2003-2005 гг.) – создание условий комплексного освоения;
- второй этап (2006-2010 гг.) – ускоренное освоение;
- третий этап (2011-2015 гг.) – стабилизация добычи.

1.2. Запасы углеводородов

На данный момент сложно точно утверждать, каковы объемы углеводородов страны, поскольку интенсивные геолого-разведочные работы все еще продолжаются. Однако очевидно, что по запасам углеводородов Казахстан прочно занимает второе (после России) место среди стран СНГ. Нефтегазоносные районы страны занимают площадь около 1,7 млн. кв.км и составляют почти 62% территории Республики Казахстан.

По данным Министерства энергетики и минеральных ресурсов РК, подтвержденные запасы углеводородов страны включают в себя 169 месторождений, из которых 87 – нефтяные, 17 – газовые, 30 – нефтегазовые, 35 – конденсатные. Причем 2/3 извлекаемых запасов приходится на долю 6 месторождений. Из них более половины – это запасы месторождений «Кашаган» и «Тенгиз», остальной объем приходится в основном на долю четырех сухопутных месторождений: «Узень», «Карачаганак», «Жанажольская» и «Кумкольская» группы месторождений.

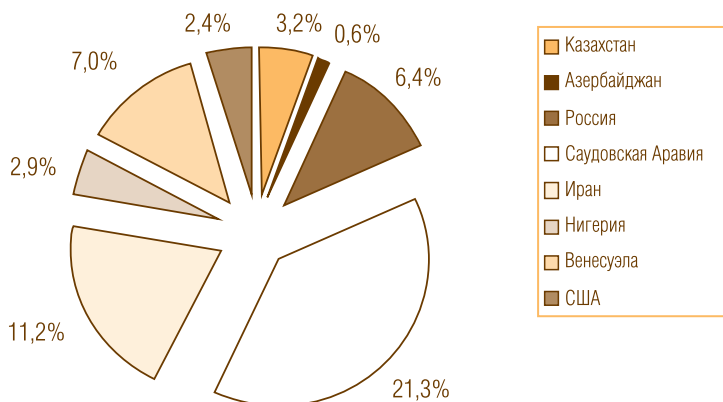
Мировая статистика приводит разные оценки запасов нефти и газа в Республике Казахстан. По данным «Статистического обзора мировой энергетики за 2008 г.» компании ВР³, в резервах Казахстана 39,8 млрд. баррелей (5,9 млрд. тонн) объема нефти и 1,9 трлн. кубометров газа.

Следует, однако, учитывать, что некоторые компании дают другие оценки запасов, которые, в свою очередь, могут не совпадать с оценками правительства. Дело в том, что произвести такую оценку очень трудно: с каждым годом появляются новые сведения, заставляющие по-новому взглянуть на ситуацию с запасами углеводородного сырья во всем мире.

Диаграмма 1. Подтвержденные запасы нефти в некоторых странах, 2007 г.

3. Доступен на сайте <http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6929&contentId=7044622>. Статистические обзоры обновляются компанией ВР каждый год и размещаются на сайте <http://www.bp.com>

Запасы нефти, % от общемировых подтвержденных резервов



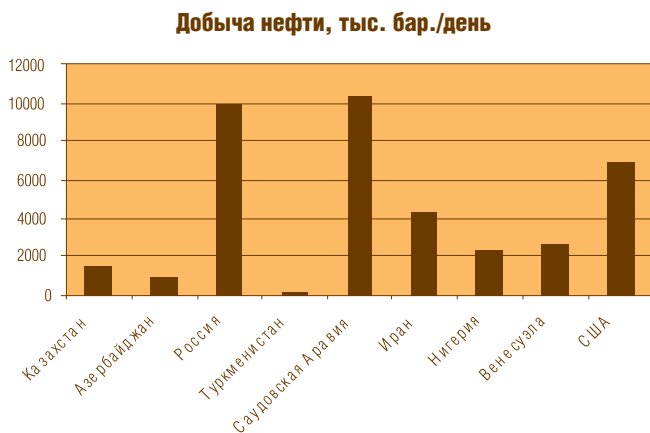
Источник: «Статистический обзор мировой энергетики за 2008 г.» компании BP

Если исходить из данных британского нефтегазового гиганта, то Казахстан в настоящее время занимает 9-е место в мире по разведанным запасам нефти. При темпах добычи 2008 г. этих резервов достаточно примерно на 70 лет. Запасы “голубого топлива” Казахстана фактически составляют 1,7% общемировых запасов газа и при уровне среднегодовой добычи около 30 млрд. кубометров этого хватит на 100 с лишним лет.

1.3. Добыча углеводородов

По итогам 2006 года Республика Казахстан занимала 18-е место в мире по объемам добычи нефти (включая конденсат). Нефть сегодня составляет около 30% от общего объема производства страны. У Правительства Казахстана грандиозные планы по развитию нефтяной промышленности и, в связи с этим, оно поставило перед собой задачу - в 2015 году войти в “первую десятку” стран, добывающих “черное золото”.

Диаграмма 2. Ежедневный объем добычи нефти в некоторых странах, 2007 г.



Источник: Статистический обзор мировой энергетики за 2008 г. компании BP

Газовый конденсат – смесь жидких углеводородов, выделяющаяся из природных газов при снижении температуры и пластовых давлений. Газовый конденсат используется как топливо, а также для переработки в бензин, дизельное и печное топливо.

Газовый конденсат – смесь жидких углеводородов, выделяющаяся из природных газов при снижении температуры и пластовых давлений. Газовый конденсат используется как топливо, а также для переработки в бензин, дизельное и печное топливо.

Существует два способа измерения количества добытой нефти – **миллионы баррелей в день** (в английской версии баррели в день обозначаются bbl) или **миллионы тонн в год**

1 млн. баррелей в день = 49,8 миллиона тонн в год

Однако, как уже было отмечено, разработка большинства крупных месторождений страны считается сложной, кроме того, углеводороды по своим химическим составам также относятся к категории “проблемных” (высокое содержание серы, сероводородный состав и т.д.). Реализация масштабных энергетических проектов, осуществляемых и планируемых в Казахстане, потребует не только значительных инвестиций, исчисляемых десятками миллиардов долларов⁴, но и особых технологических решений.

Поэтому для Казахстана как после распада Советского Союза, так и сегодня очень важно сотрудничество с иностранными компаниями. Казахстан и в будущем планирует привлечение иностранных инвестиций в капиталоемкие проекты в сфере развития нефтехимии и нефтегазовой промышленности, создание совместных предприятий по производству нефтегазового оборудования. При этом Правительство Казахстана нацелено на максимальное привлечение казахстанских компаний и специалистов в совместные проекты, на обеспечение стимулирования развития малого и среднего бизнеса.

Необходимо отметить, что инвестиционные отношения в Казахстане регулируются основополагающими законодательными актами – “Об инвестициях”, “О недрах и недропользовании”, “О нефти”, “Налоговый кодекс”, “Таможенный кодекс”, “О валютном регулировании”, “О естественных монополиях” и рядом других международных договоров (двусторонние – “О поощрении и взаимной поддержке инвестиций” и многосторонними, важнейшим из которых является “Договор к Энергетической Хартии”).

По итогам 2008 года добыча углеводородов в Казахстане составила:

- нефть с газовым конденсатом – 70,7 млн. тонн/год
- газ – 29,6 млрд. куб. метров

Таблица 1. Добыча углеводородного сырья в Казахстане, (млн. тонн)

годы	добыча нефти, (млн. тонн)	газовый конденсат, (млн. тонн)
2000	30,7	4,7
2001	36,1	4,0
2002	42,1	5,2
2003	45,4	6,1
2004	50,7	8,8
2005	50,9	10,7
2006	54,3	10,7
2007	55,3	11,9
2008	58,7	12,0

Источник: Агентство РК по статистике

Добычу нефти в стране ведут около 50 компаний при этом в настоящее время только 11 компаний имеют годовые показатели с объемом свыше 1 млн тонн нефти, включая также газовый конденсат. Ими производится почти 90% всей добычи казахстанской нефти. Лидером нефтедобычи считается СП “Тенгизшевройл” с годовой добычей 13,29

4. Капитальные вложения только по проекту «Кашаган» иностранными участниками проекта в ценах 2007 года оценены в размере \$136 млрд. (по материалам СМИ).

млн тонн (данные 2006 г.). Второе и третье места занимают “Карачаганак Петролеум Оперейтинг” и “Разведка и Добыча КазМунайГаз” (дочерняя компания НК “КазМунайГаз”) с примерно равными объемами (9,6 и 9,45 млн тонн) – по 15% страновой добычи.

На быстро наращивающие добычу компании-эксплуатанты месторождений группы “Кумколь” (“ПетроКазахстан Кумколь Рисорсиз”, “Тургай Петролеум” и “Казгермунай”) в сумме также приходится порядка 15% казахстанской добычи (при том, что эти месторождения обладают лишь 4,3% извлекаемых запасов углеводородов РК на суше). Отметим, что на долю компаний “СНПС-Актобемунайгаз” и “Мангистаумунайгаз” на рынке Казахстана приходится по 9% добычи нефти. Компания “ПетроКазахстан Кумколь Рисорсиз” контролирует 6% рынка. “Тургай Петролеум” отстает всего на 1%. Если на долю СП “Казгермунай” и АО “Каражанбасмунай” приходится по 4% от общего объема добычи, то на “Бузачи Оперейтинг” и “Казахойл-Актобе” – по 2%. Остальные 6,5 млн. тонн нефти добываются около 40 добывающими компаниями (в среднем на каждую компанию в год приходится чуть более 160 тыс. тонн “черного золота”).

Еще в начале 2007 года Министерство энергетики и минеральных ресурсов Казахстана считало, что в 2010 г. стране удастся добыть 100 млн. тонн нефти, затем к 2015 г. увеличить ее объемы до 150 млн. тонн, а в 2020 г. достичь уровня 180 млн. тонн. Однако ко второй половине прошлого года Правительству РК пришлось существенно скорректировать эти прогнозные данные. Главными виновниками пересмотра считался консорциум «Agip KCO» во главе с итальянской Eni, который в уже который раз перенес дату начала добычи в рамках проекта “Кашаган”.

В октябре 2007 г. на международной конференции в Астане президент Казахстана Нурсултан Назарбаев озвучил новые прогнозные объемы по добыче нефти. По его словам, в 2010 году в стране планируется добыть до 80 млн. тонн “черного золота”, объем которого будет увеличен до 130 млн. тонн спустя пять лет.

1.4. Переработка нефти и производство нефтепродуктов

Бурное развитие и еще более впечатляющие перспективы нефтедобывающей отрасли Республики Казахстан формируют благоприятные условия для создания здесь мощной перерабатывающей индустрии, способной не только полностью удовлетворять внутренние потребности в продукции нефтепереработки и нефтехимии, но и поставлять ее на внешние рынки. В последнее время власти Республики Казахстан уделяют много внимания проблемам нефтепереработки и нефтехимии. Это хорошая основа для дальнейшего развития.

Нефтеперерабатывающая отрасль Казахстана представлена тремя крупными предприятиями - ОАО “Атырауский НПЗ”, PetroKazakhstan Oil Products (ранее ОАО “Шымкентнефтеоргсинтез”) и ОАО “Павлодарский нефтехимический завод”. Их суммарные производственные мощности позволяют перерабатывать до 18,5 млн. тонн нефти.

В ближайшие годы в Казахстане будут модернизированы все три нефтеперерабатывающих завода Казахстана. Общая сумма инвестиций в модернизацию и реконструкцию “Атырауского НПЗ” составит почти \$1 млрд., в “Шымкентский НПЗ” - \$600 млн., а в “Павлодарский нефтехимический завод” – около \$100 млн.

Руководство Атырауского и Шымкентского заводов приняло решение о строительстве установки каталитического крекинга, с помощью которой можно будет добиться самой глубокой переработки нефти с получением дополнительных объемов светлых нефтепродуктов. Этим и объясняется значительная сумма инвестиций в эти двух НПЗ.

Таблица 2. Производство некоторых нефтепродуктов (в тыс. тонн)

Нефтепродукты	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Топливо моторное	1255,0	1582,3	1692,8	1841,4	1927,5	2359,2	2345,3	2633,3	2506,2
Керосин	63,4	109,3	245,3	309,2	294,3	248,7	313,6	385,0	400,4
Топливо дизельное	1954,0	2244,7	2304,0	2754,1	2887,6	3704,7	3887,5	4294,5	4369,3
Мазут топочный	2391,2	2736,7	2796,5	3069,3	2708,4	3549,0	3333,1	2583,8	3191,1

Источник: Агентство РК по статистике

Уже в 2009 г. все три казахстанских нефтеперерабатывающих завода планируют перейти на производство бензина стандарта Евро-3. После 2010 г. все три НПЗ республики перейдут к производству топлива стандарта Евро-4.

Отметим, что НПЗ Казахстана в последнее время ежегодно увеличивают объемы переработки сырой нефти:

1.5. Транспортная инфраструктура

Казахстан обладает сравнительно развитой инфраструктурой транспортировки нефти и газа из добывающих регионов. Магистральные, в том числе экспортные, нефте- и газопроводы продолжают строиться в годы независимости Казахстана. Одной из причин этого является быстрый рост добычи углеводородов (с 1996 года в среднем ежегодно 12,5% нефти), другой – диверсификация поставок, которая в последнее время активно обсуждается в Европе. Казахстан, имея очень тесные политико-экономические связи с соседней Россией (в том числе по транспортировке нефти, нефтепродуктов и газа), одновременно проводит сбалансированную политику в области диверсификации поставок энергетических ресурсов. В этом плане он практически достиг своей цели – со второго десятилетия текущего века Казахстан будет способен организовать стабильные объемы поставок нефти помимо России также и в направлении Китая, Азербайджана (посредством трубопровода Баку-Тбилиси-Джейхан) и Ирана.

Кроме того, по территории Казахстана проходит один из самых крупных газопроводов региона (САЦ), предназначенный для прокачки туркменского и узбекского газа в направлении России. В 2007 году на уровне глав государств Туркменистана, Казахстана и России была достигнута договоренность о реализации Прикаспийского газопровода. Благодаря своему географическому расположению Казахстан скоро станет транзитной страной и для экспорта туркменского газа в Китай, несмотря на то что сама республика тоже планирует соорудить газопровод в направлении Поднебесной.

Общая пропускная способность экспортных казахстанских нефтепроводов составляет свыше 310 млн. баррелей в год. При этом, по официальным данным KazTransOil (дочернее предприятие ОАО НК «Казмунайгаз» по транспортировке нефти), протяженность магистральных нефтепроводов составляет 5286,7 км. Отметим, что в настоящее время пропускная способность экспортных (в том числе транзитных) газопроводов Казахстана достигает 110 млрд. куб. м.

Таблица 3. Экспорт нефти и газового конденсата на мировые рынки

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Экспорт нефти и газового конденсата, млн. тонн	27,7	32,4	39,3	44,3	52,4	52,4	54,8	60,3	62,4

Источники: Национальный банк Казахстана, Министерство энергетики и минеральных ресурсов РК

Опять же, по данным Министерства энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан, нефть из Казахстана в основном экспортируется на европейские рынки по трубопроводным системам КТК, Атырау-Самара, которые составляют 57,9% и 37,1% соответственно от общего объема экспорта по данному направлению.

Растет объем экспорта нефти в прикаспийскую страну – Иран и смежную (танкерная перевозка + железная дорога + танкерная перевозка) – Турцию, и другие страны через Каспийское море, и далее по Южно-Кавказскому транспортному коридору.

Факторы, влияющие на развитие экспортных направлений в Казахстане:

- Рост добычи на «Тенгизе» 2007-2009 гг.
- Задержка с расширением КТК
- Увеличение закупок российской нефти компенсирует рост спроса внутри страны
- Смена владельцев добывающих активов – усиление влияния китайских компаний и укрепление позиций государства.

По данным Министерства энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан, в 2007 г. экспорт основных нефтепродуктов из Казахстана составил:

- бензин – 219,0 тыс. тонн;
- дизтопливо – 725,0 тыс. тонн;
- мазут – 1211,2 тыс. тонн;
- авиакеросин – 1,4 тыс. тонн.

Экспорт нефтепродуктов осуществляется как самими НПЗ, так и крупными трейдерами.

Нефтепродукты вывозятся из Казахстана в близлежащие государства СНГ (Кыргызстан, Таджикистан, Украина и Узбекистан) и страны ближнего и дальнего зарубежья.

Наряду с экспортом основных нефтепродуктов, существенно растет экспорт второстепенных нефтепродуктов (тяжелых газойлей, т.е. вакуумного газойля, композита нефтяного газойля для процессов каталитического и термического крекинга и т.д.) и относительно 2005 г. их общий объем экспорта увеличился в 2,1 раза.

Итак, политическое руководство Казахстана поставило перед собой цель: к 2015 году войти в первую «десятку» нефтедобывающих стран и «пятидесятку» производителей наиболее конкурентоспособных товаров мира. Планы руководства – не регионального уровня, а задачи – мирового масштаба. Достижение поставленной цели – это наращивание нефтедобычи (обеспечение стабильного притока доходов, с помощью которых планируется производить конкурентоспособные товары) и экспорта нефти (создание надежной инфраструктуры, причем по четырем направлениям – Россия, Китай, Азербайджан и Иран).

Однако рост добычи нефти в условиях рыночной экономики – не простая задача. В настоящее время наиболее интенсивный рост добычи наблюдается на группе относительно молодых месторождений «Кумколь» в Кызылординской области, промышленная добыча на которых началась лишь десятилетие назад. Несмотря на интенсивную добычу, малоистощенным остается гигантское месторождение «Тенгиз», находящееся в Прикаспийской низменности на западе Казахстана, однако дальнейший рост добычи там сопряжен с масштабными инвестициями. Существенный рост добычи на малоистощенном нефтегазоконденсатном месторождении «Карачаганак» невозможен без решения проблемы утилизации попутного газа.

Поэтому основные надежды на рост добычи связаны с началом промышленной эксплуатации шельфовых месторождений в казахстанском секторе Каспийского моря и, прежде всего, уникального (как по объемам оценочных запасов, так и по трудности освоения) месторождения «Кашаган». Ведь материковые месторождения уже в значительной степени истощены, в любом случае они не смогут обеспечить «взрывной» рост добычи.

Согласно прогнозам правительства, к 2015 г. 64% добычи энергетических ресурсов в Казахстане будет давать каспийский шельф. Пока не вполне обнадеживают другие шельфовые участки. В 2001–2006 гг. Казахстан заключил четыре соглашения о разделе продукции по новым каспийским шельфовым проектам – «Жамбай», «Тюб-Караган», «Курмангазы» и «Жемчужины». Однако результаты разведочного бурения на «Тюб-Карагане» и «Курмангазы» оказались неутешительными – скважины оказались «сухими». В 2007 г. первую нефть дала разведочная скважина на месторождении «Жемчужины», однако прогнозный объем запасов на этом участке значительно уступает пока «сухой» паре. А неоднократные переносы начала добычи нефти с «Кашагана» еще более усложняют вышеназванные задачи.

В то же время Казахстан в настоящее время не в состоянии резко нарастить добычу нефти в связи с ограниченными возможностями экспортной инфраструктуры. Даже первый официальный визит президента РФ Дмитрия Медведева в Астану «не сдвинул» с места вопрос о расширении трубопровода Тенгиз–Новороссийск; Казахстан с большим интересом внедряется в другие (через Азербайджан, в направлении Китая, а также Иран) экспортные проекты.

Глава 2.

Нефтяные контракты. Соглашение о разделе продукции

2.1. Особенности нефтяного бизнеса: риски и прибыль

2.2. Разные виды контрактов – разная степень ответственности

2.3. Соглашения о разделе продукции

«Кроткие унаследуют землю, но не права на добычу нефти».

Пол Гетти, нефтяной магнат

Экономисты объясняют ренту как дополнительную выгоду, которую получает владелец (или арендатор) благодаря благоприятным природным условиям, без осуществления предпринимательской деятельности.

2.1. Особенности нефтяного бизнеса: риски и прибыль

Нефтяной бизнес, как и любая другая экономическая деятельность, основанная на эксплуатации природных ресурсов, сопровождается получением и распределением *ренты*.

Любой бизнес, который относится преимущественно к обрабатывающей сфере, не имеет ограничений в организации производства. Так, например, для компьютерного бизнеса нет разницы, кто и где будет производить программы, запасные части для компьютера, или где находятся специалисты для их изготовления. Для конкурентного рыночного бизнеса все (или почти все) определяется качеством товара, который предлагается на рынке, и возможностью установления максимально низкой цены, что обуславливается умением наладить эффективный бизнес, а также наличием более совершенной технологии и т.д.

Однако бизнес, основанный на эксплуатации природных ресурсов, включая нефть, привязан к конкретной, причем строго ограниченной местности. Уже в середине XIX века, когда промышленная эксплуатация нефтяных месторождений только начиналась, а спрос на нефть был небольшим, стало понятно, что нефти в мире гораздо меньше, чем нужно. Сегодня почти невозможно представить себе мир без нефти и производимых из нее продуктов, и на фоне быстро растущего спроса на нефть нехватка этого важнейшего ресурса становится все более очевидной. Ограниченность нефтяных запасов — одна из причин столь резкого взлета цен на нефть в последние годы.

Итак, нефтяным бизнесом можно заниматься только там, где имеется соответствующий запас «черного золота». Сегодня в мире насчитывается около 50 стран, где производится добыча нефти, и это не так уж и много, если учесть, что на политической карте мира сейчас около 200 государств. Кроме того, объемы и, что самое главное, условия добычи в разных странах разные: где-то стоимость добычи барреля нефти составляет 15 долларов, а где-то такую же по качеству нефть можно извлекать из-под земли всего за пару долларов.

Таблица 4. Стоимость добычи одного барреля нефти в некоторых регионах мира в 2003 г.

Страна, регион	Стоимость добычи, долл.
Иран, Ирак, Саудовская Аравия	0,5-1
Кувейт	1-2
Каспий	3-4
Россия	5-10
Северное море	12-20
США	18-35

Как видно из таблицы, на Ближнем Востоке нефть добывается из относительно легкодоступных месторождений на суше и потому обходится дешево, а извлечение нефти из глубоководных месторождений Северного моря и шельфа США стоит несравненно дороже.

Очевидно, что если затраты на добычу нефти так сильно варьируют от страны к стране, а на мировом рынке нефть продается везде по примерно одинаковой рыночной цене, то кто-то получает сверхприбыль. Эта сверхприбыль, называемая экономистами рентой, и является главным яблоком раздора между государствами и компаниями с момента начала полномасштабной нефтяной эры, совпавшего с началом XX века.

История убедительно доказывает, что (за исключением небольшого периода времени до начала нефтяной эры) крупномасштабная добыча нефти в богатых ресурсами странах осуществляется компаниями из других стран, как правило, развитых – США, Великобритании, Франции, Италии и др. Недавние открытия новых месторождений нефти в ряде развивающихся странах поставили правительства этих стран перед трудным выбором: поручить ли добычу этого богатства иностранным компаниям, владеющим техникой и технологиями добычи, или ожидать, когда местные компании сами начнут осуществлять добычу. В большинстве случаев финансовая нужда и стремление к региональному превосходству вынуждали эти правительства идти на соглашение с иностранными компаниями, чтобы с их помощью как можно быстрее разработать месторождения.

Как правило, для разработки нефтегазовых месторождений существует три пути нахождения финансовых средств:

- самофинансирование;
- заимствование;
- партнерство.

1. Самофинансирование. Классическим и наиболее оптимальным вариантом расширения бизнеса в нефтяном секторе обычно является использование части внутренних средств компаний для инвестиций в разработки новых месторождений. Правда, это больше относится к ведущим транснациональным нефтяным компаниям, оперирующим невероятно большим объемом финансов.

В период благоприятной конъюнктуры на мировом рынке, когда компания аккумулирует большой объем сверхприбыли, у нее появляется возможность потратить часть средств на расширение бизнеса. Так, по результатам деятельности за 2007 г., самая большая нефтяная компания в мире ExxonMobile получила прибыль в размере \$40,6 млрд., что почти в два раза превосходит бюджет Казахстана за соответствующий период. В современных условиях данная сумма достаточна для начала и дальнейшей разработки множества новых месторождений.

Преимущества этого пути капиталовложения заключаются в том, что компаниям не приходится платить дополнительные деньги за обслуживание кредитов и к тому же быть зависимыми от финансовых структур. Они не делят полученную прибыль с другими игроками нефтяного бизнеса, а полностью владеют выгодами данного месторождения.

Наконец, единоличный бизнес дает компаниям возможность учитывать обнаруженные запасы углеводородов как исключительно собственные активы, что положительно сказывается на цене акций этих компаний на мировом фондовом рынке, а также и на других финансовых оценках.

Летом 2007 года себестоимость 1 барреля нефти марки Azeri Ligth, добытой в рамках проекта «Полномасштабная разработка месторождений «Азери-Чыраг-Гюнешли», составляла около \$2. Причем такая стоимость формировалась не на устье скважины, а уже после транспортировки нефти с добывающей платформы на берег и очистки сырья на технологической линии Сангачальского терминала.

Что же касается расходов по транспортировке нефти по трубопроводу Баку-Тбилиси-Джейхан (БТД), то, по данным руководства компании BP-Azerbaijan, в то время они составляли чуть более \$5 на баррель (что ниже мартовского показателя в \$5 за баррель).

Напомним, что в июле 2007 года среднесуточная транспортировка нефти по БТД составляла 700 тыс. баррелей (70% от проектной мощности). По достижении проектной мощности трубопровода (II полугодие 2008 года) стоимость прокачки для участников проекта снизится, по предварительным данным, до \$3,5 за баррель.

По информации Агентства «Туран», Баку, 17 августа 2007 г.

Нигерийские боевики взорвали нефтепровод Shell

Боевики из «Движения за освобождение дельты Нигера» (MEND) заявили, что взорвали нефтепровод англо-голландской Royal Dutch Shell в дельте реки Нигер, сообщает Reuters. Представители Shell никак не прокомментировали эту информацию.

Ранее боевики MEND опубликовали сообщение, в котором объявили о начале «войны» против нефтяных компаний, работающих в регионе. За последние шесть дней повстанцы несколько раз атаковали нефтяные платформы и нефтепроводы Shell. Из-за атак MEND Нигерия несет потери в размере 150 тысяч баррелей в день, что составляет около пятой части всей производимой в стране нефти.

Источник: Информационное агентство «Lenta.ru», <http://lenta.ru/news/2008/09/19/shell/>

Справедливости ради надо сказать, что нефтяные компании (особенно национальные компании) очень редко могут позволить себе такую «роскошь». Дело в том, что единоличная разработка сложных месторождений, особенно на море, требует наличия не только финансов, но и самых современных технологий, эффективного менеджмента, обслуживания и прочих неотъемлемых атрибутов этого бизнеса. Сегодня немногие национальные нефтяные компании могут позволить себе работать без посторонней помощи. Они же имеют относительно большой опыт работы с иностранными партнерами, что позволяет им на определенном отрезке исторического пути самостоятельно «выйти на дистанцию». Примерами могут служить Aramco (Саудовская Аравия), Pemex (Мексика) и некоторые российские компании, включая Газпром. Остальные в той или иной мере пока вынуждены прибегнуть к посторонней помощи.

2. Заимствование сегодня является довольно распространенным способом найти необходимые средства. Дело в том, что добыча нефти на многих современных месторождениях очень сложна. Времена легкой добычи дешевой нефти остались в прошлом. Добыча на суше связана с разнообразными географическими и климатическими сложностями, а разработка морских месторождений требует сложнейших технологических и инженерных решений, что в конечном итоге требует привлечения больших финансовых средств, которые не всегда имеются в наличии у компаний. Потому компании часто вынуждены брать в долг. В свою очередь, далеко не все финансовые институты в состоянии предоставить многомиллионный или многомиллиардный кредит. При этом разработка месторождений – процесс долгосрочный, а значит, рассчитываться с банками компании придется в течение длительного времени. Банки должны быть готовы к тому, что погашение кредита растянется на многие годы. Поэтому заимствование денег нефтяными компаниями, пусть даже именитыми, далеко не всегда проходит гладко. Банки редко когда берут весь риск инвестиций на себя. Как следствие, заимствованию средств предшествует долгий и сложный этап переговоров, изучения проекта, налаживания системы гарантирования и разделения рисков. Нередко банки сами входят в долю бизнеса. Эксперты банка неоднократно бывают на месторождении, ведут переговоры с хозяевами природных ресурсов, с представителями гражданского общества. Немаловажным для банков является отношение местного сообщества к разработке месторождений в данной местности. Банки, наученные горьким опытом неблагополучных стран, где время от времени происходят столкновения местного сообщества с добывающими компаниями, стремятся заручиться поддержкой местного сообщества. Это может хоть как-то гарантировать стабильность бизнесу, а значит, и своевременный возврат долгов банку.

Разумеется, в этом случае компаниям приходится дополнительно платить проценты за кредиты банкам. Но преимущества этого пути, заключающиеся в получении необходимых средств и дополнительных гарантий успешности бизнеса, в какой-то мере покрывают эти издержки.

3. Партнерство является сегодня самым распространенным путем ведения нефтяного бизнеса. Начиная с 60-х годов прошлого века компании все больше отдают предпочтение партнерскому бизнесу, который в какой-то мере явился ответом на вызовы нового времени. В чем заключаются эти вызовы?

Прежде всего, индустриальная революция превратила бизнес в сфере промышленности в сложнейшую комбинацию множества параметров, таких как уровень менеджмента, доступ к высоким технологиям и множество других. Добиться наличия

всех этих факторов практически не под силу многим отдельно взятым компаниям. Даже ведущие транснациональные корпорации могут похвастаться лишь наличием отдельных элементов, но никак не полным набором факторов, необходимых для ведения бизнеса. К примеру, исследование в области инжиниринга в нефтедобыче стоит невероятно дорого и, самое главное, не являясь отдельным бизнес-продуктом, такое исследование не окупается. Но без него сегодня невозможно осуществить ни один из сложных проектов. Значит, приходится кооперироваться и брать в партнеры тех, кто может добавить компоненты в мозаику современного нефтяного бизнеса.

Во-вторых, риски в нефтяном бизнесе невероятно выросли. Причем эти риски могут носить как экономический, так и политический характер. Так уж получилось, что в большинстве своем нефтяные страны политически не стабильны. Время от времени в них вспыхивают гражданские противостояния, возникают требования к проведению национализации – все это может привести к огромным потерям для нефтяного бизнеса. В таких условиях лучше иметь партнеров, с которыми можно разделить часть рисков.

Крупнейшие нефтяные компании

«Семь сестер» — прозвище семи крупнейших нефтяных компаний мира, возникшее в 1975 с выходом одноименной книги об истории нефтяной индустрии: Exxon, Royal Dutch Shell, Texaco, Chevron, Mobil, Gulf Oil и British Petroleum. С тех пор «сестер» стало значительно меньше.

ExxonMobil Corporation — американская компания, крупнейшая частная нефтяная компания в мире, одна из крупнейших корпораций в мире по размеру рыночной капитализации. Добыча нефти и газа в 2007 г. составила порядка 4,18 млн. баррелей в день. В 2007 г. чистая прибыль компании составила 40,6 миллиарда долларов. Это самый высокий показатель за всю историю американских нефтяных компаний. При этом 2006 г. был для компании также рекордным с чистой прибылью в размере 39,5 миллиарда долларов.

Компания образовалась в результате слияния в 1999 году крупнейших американских нефтяных компаний Exxon и Mobil. Обе компании были наследниками треста Standard Oil Джона Рокфеллера после его принудительного разделения в 1891 году.

Компания Standard Oil была основана в 1870 году, монополизировала нефтяную промышленность США и приобрела настолько плохую репутацию, что правительство прекратило ее деятельность и разделило на 34 независимых юридических лица. Двумя из этих 34 компаний были Jersey Standard (Standard Oil Company of New Jersey), в будущем Exxon, и Socony (Standard Oil Company of New York), в будущем Mobil. В 1998 году Exxon и Mobil подписали соглашение о слиянии стоимостью \$73,7 млрд. и о формировании новой компании ExxonMobil Corporation, крупнейшей на планете. Слияние было завершено 30 ноября 1999 года.

Royal Dutch Shell — британо-нидерландская компания, третья по величине частная нефтегазовая компания в мире после ExxonMobil и BP. Добыча нефти и газа в 2007 году — 3,32 млн. баррелей нефтяного эквивалента в сутки. Группа была создана в 1907 г. путем объединения Royal Dutch Petroleum Company и The «Shell» Transport

and Trading Company Ltd в пику экспансии американского треста Standard Oil.

До середины 2005 г. структура компании носила оригинальный «двойственный» характер: Royal Dutch Petroleum Company и The «Shell» Transport and Trading Company Ltd являлись так называемыми материнскими компаниями (они не вели производственной деятельности и не входили в состав концерна) и владели акциями холдинговых компаний концерна. Летом 2005 г. акционеры Royal Dutch Petroleum Company и The «Shell» Transport and Trading Company Ltd одобрили слияние материнских компаний в одну компанию со штаб-квартирой в Нидерландах. Эта сделка превратила в 2005 г. Нидерланды в крупнейшего в мире инвестора, а Великобританию — в главного получателя инвестиций в мире (они выросли втрое, до \$164,5 млрд.).

Chevron Corporation — вторая после ExxonMobil интегрированная энергетическая компания США, одна из крупнейших корпораций в мире. Капитализация компании на Нью-Йоркской фондовой бирже на середину июля 2007 года — \$200,59 млрд. В 2006 году компания добывала 2,6 млн. баррелей в день.

Основана в 1879 г. В 2001 году поглотила компанию Texaco, получив наименование ChevronTexaco. В 2005 году вернулся к прежнему наименованию. BP plc — британская нефтегазовая компания, вторая по величине, публично торгующая нефтегазовая компания в мире. Основана в 1909 как Anglo-Persian Oil Company, с 1954 — British Petroleum Company. В 1998 г. British Petroleum слилась с American Oil Company (Amoco), образовав BP Amoco, после чего название British Petroleum перестало употребляться. Объем добычи BP в 2007 г. — 3,87 млрд. баррелей нефтяного эквивалента в день.

Источники: Официальные сайты компаний Chevron (<http://www.chevron.com>), ExxonMobil (<http://www.exxonmobil.com>), BP (<http://www.bp.com>), Shell (<http://www.shell.com>); газета The Washington Post (<http://www.washingtonpost.com/wp-dyn/content/article/2007/02/01/AR2007020100714.html>), агентство Bloomberg (<http://www.bloomberg.com/apps/news?pid=20601102&sid=ahy8UthM8bYU&refer=uk>)

Наконец, слияния и объединения компаний, ставшие веянием нового времени. Принцип конкуренции стал работать посредством партнерства, ведь по-другому трудно противостоять вызовам глобализации.

С самого начала бурного развития нефтяной промышленности обсуждается вопрос: кто имеет право на получение ренты: правительство, представляющее интересы богатой ресурсами страны, или компания, усилиями которой подземный ресурс превращается в реальный капитал? Иными словами, кто должен присваивать сверхприбыль, столь характерную для этого вида бизнеса?

Разработка и подписание СРП по месторождению «Курмангазы»

Согласно Протоколу к Соглашению о разграничении дна Каспийского моря, подписанному в мае 2002 года, структура «Курмангазы» была определена как трансграничная и отнесена к юрисдикции Казахстана, однако была достигнута договоренность осваивать ее совместными усилиями казахстанской и российской сторон.

В августе 2002 года государственные компании «Роснефть» и «КазМунайГаз» подписали меморандум о взаимопонимании, в котором зафиксировали основные параметры сотрудничества. Они предусматривали создание совместного консорциума для разработки месторождения на условиях раздела продукции.

«Роснефть» и «КазМунайГаз» были близки к подписанию СРП, однако проект был заморожен после вступления в силу нового Налогового кодекса 1 января 2004 года. Положения нового Налогового кодекса Казахстана сделали участие «Роснефти» в проекте «Курмангазы» нерентабельным. В действительности новое налоговое бремя вызвало недовольство многих зарубежных компаний, что в результате заставило Астану смягчить требования, предъявляемые к СРП, и привело к возобновлению переговоров по структуре «Курмангазы».

В июле 2005 года «Роснефть» и «КазМунайГаз» подписали соглашение о разделе продукции с Министерством энергетики и минеральных ресурсов Казахстана, в их дочерние компании — «РН-Казахстан» и АО «МНК «КазМунайТеніз» — заключили Соглашение о совместной деятельности, в котором стороны определили взаимные права и обязательства в отношении реализации проекта.

Источник: <http://www.ngv.ru/article.aspx?articleID=21338>

Со времен первых нефтяных соглашений вопрос определения доли сторон (компания и правительства) всегда являлся камнем преткновения и одновременно предметом ожесточенных переговоров.

В ноябре 2008 года казахстанский Центр изучения конкурентоспособности провел в Алматы круглый стол, на котором были представлены результаты исследования, посвященного расширению роли государства в нефтегазовом секторе Казахстана. Представляя итоги проведенного исследования, директор Центра изучения конкурентоспособности Адиль Нурмаков отметил три этапа укрепления позиций государства в нефтегазовой отрасли Казахстана:

«Первый этап отмечен первыми признаками заинтересованности государства в увеличении контроля над нефтегазовым сектором. В частности, с 1 января 2004 года вступили в силу поправки и дополнения в Налоговый кодекс РК, включившие перечень невозмещаемых затрат инвестора, не подлежащих компенсации за счет добычи, а именно затраты, возникшие в результате неисполнения или ненадлежащего исполнения условий контракта инвестором из-за нарушения казахстанского законодательства (ст. 313-2 Налогового кодекса). Еще одна поправка (ст. 312-1.8) ввела механизм «триггеров» для определения фиксированных долей РК в соглашениях о разделе продукции (СРП). Поправки 2004 года также включали прямой шаг к увеличению прибыли на фоне растущих цен на нефть. В Налоговый кодекс вводился рентный налог на экспорт нефти, рассчитываемый по скользящей шкале.

Второй этап ознаменовался введением некоторых налоговых нововведений. Кроме того, Верховный суд РК закрепил за налоговыми органами право контроля трансфертных цен, в том числе предприятий, работающих по контрактам, за которыми закреплен статус «налоговой стабильности». «Правом первой брачной ночи» назвали СМИ принятые в октябре 2005 года изменения в Закон «О недрах и недропользовании», закрепившие приоритетное право государства на выкуп высвобождающихся долей на рынке. Государство также получило полномочия приостанавливать операции недропользования в случае нарушения инвесторами условий контракта. Также на втором этапе правительством был инициирован и проведен через парламент Закон «О СРП», подписанный Президентом 8 июля 2005 года и наделивший «КазМунайГаз» правом 50% участия во всех последующих СРП на море.

Третий этап, начавшийся с 2007 года, отмечен попытками правительства выработать новое правовое поле для налогообложения и адаптировать его к текущей экономической ситуации. Очередные изменения Закона «О недрах и недропользовании» 24 ноября 2007 года закрепили за государством право в одностороннем порядке отказываться от исполнения контракта в случае, если действия недропользователя приводят к существенному изменению экономических интересов РК, создают угрозу нацбезопасности, тем более если речь идет о месторождениях «стратегического значения», перечень которых определяет правительство. В июле 2008 года были озвучены планы отмены режима налоговой стабильности и распространения положений нового Налогового кодекса на всех недропользователей. Также в этом году подтвердились слухи о полной отмене в Казахстане СРП как формы взаимоотношений с инвесторами и его замене концессией⁵.

Следует отметить, что хотя вопрос распределения ренты чрезвычайно важен, он не является единственным фактором для определения условий нефтяных контрактов. Как мы уже обсуждали, особенностью нефтяного бизнеса является наличие огромных

5. По мнению экспертов, ужесточение условий работы недропользователей пагубно отразится на национальной экономике // Панорама, 14.11.2008. Источник: http://panorama.vkkz.com/index.php?option=com_content&task=view&id=4786

рисков, несравнимо больших, чем во многих других видах предпринимательской деятельности: период от начала добычи до завершения эксплуатации месторождения может длиться 25–40 лет и на протяжении всего этого периода компании потребуются весьма значительные капиталовложения.

Цикл разработки углеводородных месторождений от А до Я

I. Переговорный процесс

1. Объявление тендера правительством на разведку и разработку структур или месторождений
2. Закупка компаний геологических и геофизических данных у правительства
3. Коммерческая оценка и выбор структуры или месторождения компаниями
4. Направление компаниями предложения правительству
5. Достижение договоренности с правительством в виде подписания меморандума о взаимопонимании
6. Начало переговоров с правительством о деталях коммерческого соглашения (не разглашаются)
7. Подписание протокола о достижении согласия по коммерческому соглашению (не разглашается)
8. Заключение контракта с правительством
9. Ратификация контракта парламентом или постановление правительства о вводе контракта в действие

II. Разведочный период

10. Создание операционной компании для выполнения контрактных обязательств
11. Процесс приема контрактной площади у правительства
11. Проведение геофизических исследований (2D или 3D)
12. Выбор точки бурения разведочной скважины (скважин) на основе полученных данных
13. Объявление открытия или оценка коммерческих запасов углеводородов
14. Подготовка программы разработки (технико-экономического обоснования) месторождения
15. Санкционирование программы разработки месторождения правительством

III. Период разработки

16. Начало технических (строительных) работ на контрактной площади
17. Создание инфраструктуры для транспортировки углеводородов
18. Бурение эксплуатационных скважин
19. Добыча углеводородов

IV. Транспортировка, переработка и маркетинг продукции

20. Транспортировка углеводородов до места переработки

Сделав столь большие капиталовложения, компании хотят получить отдачу от них не в будущем, в обесцененных инфляцией деньгах, а адекватно их сегодняшней стоимости. Нефть традиционно продается за американские доллары, в этой же валюте заключаются и нефтяные контракты. Нетрудно догадаться, что 100 долларов сегодня и такая же сумма через 10 лет неравноценны: вследствие инфляции через 10 лет на 100 долларов можно будет приобрести лишь часть товаров, которые можно купить на них сегодня. Кроме того, нынешняя политика США, направленная на снижение курса доллара к основным валютам мира, позволяет даже неспециалисту заметить как доллары «тают» буквально на глазах.

Говоря о рисках в нефтяном бизнесе, следует также учитывать, что, по статистике, 7 из 10 пробуренных скважин оказываются «сухими». При этом стоимость бурения каждой скважины может составлять десятки миллионов долларов.

К примеру, 27 апреля 1999 г. в Вашингтоне Государственная нефтяная компания Азербайджана и американские компании ExxonMobil и SonocoPhillips подписали контракт на разработку глубоководных структур «Зафар» и «Машал» в азербайджанском секторе Каспийского моря. По информации Агентства «Туран», согласно условиям контракта, иностранные участники проекта обязались

выплатить значительные бонусы: \$97 млн. в течение месяца после вступления контракта в силу \$1 млн. на каждые 100 млн. баррелей извлекаемых запасов углеводородов, \$10 млн. в течение 30 суток после начала бурения первой разведочной скважины и так далее. По завершении срока разведочного периода выяснилось, что обе эти структуры «сухие». За этот период только операционные затраты иностранных участников проекта достигли \$200 млн. (без учета первого транша бонуса). Это дает представление о тех финансовых рисках, с которыми приходится сталкиваться добывающим компаниям.

Кроме всего прочего, нужно принимать в расчет, что в нефтяном бизнесе инвестиции компаний носят необратимый характер, т.е., вложив капитал в сумме нескольких десятков, а то и сотен миллиардов долларов (например, по последним данным суммарный объем капиталовложений в проекте «Кашаган» оценивается в \$136 млрд.), компании по завершении работ не могут использовать этот капитал для других целей или для расширения бизнеса в этом регионе. После нефтедобычи подавляющее большинство строений и коммуникаций не только остаются в виде мертвого груза, но и должны быть подвергнуты утилизации, что обходится недешево. Правда, пригодное для дальнейшей эксплуатации оборудование (например, здания, мобильная техника, морская глубоководная бурильная эстакада) после завершения контрактного периода по обоюдному согласию может передаваться владельцу ресурсов.

Долгосрочность и капиталоемкость не исчерпывают весь арсенал рисков в этом виде бизнеса.

Следует также учитывать, что инвесторы всегда изучают возможность альтернативного использования средств: они могут вложить их в другой бизнес, на худой конец – положить в банк и получить проценты. Поэтому принятие инвестиционных решений представляет собой сложнейший процесс оценки рисков и их сопоставления с возможной прибылью. Иными словами: положить деньги в банк и получать минимальную прибыль при минимальном риске или вложить их в нефтяной бизнес с высокой степенью риска, вплоть до потери части этих денег, но зато рассчитывать на значительную прибыль?

Анализируя названный перечень рисков, нетрудно сделать вывод, что при неблагоприятном стечении обстоятельств и в первую очередь при низких ценах на нефть на мировом рынке любая нефтяная компания может оказаться банкротом.

Почему же при таких невероятно высоких рисках компании стремятся подписывать контракты, тратя на эти цели миллионы, а то и миллиарды долларов? Ответ прост: нефть может принести значительные прибыли, способные компенсировать все эти издержки. При благоприятной конъюнктуре на мировом рынке прибыль нефтедобывающих компаний не только существенно превосходит аналогичные показатели в обрабатывающем секторе, но и обеспечивает энергетическую безопасность государства, столь необходимую в современных условиях. Это становится возможным, поскольку согласно условиям *Соглашений о разделе продукции (СРП)*, стороны договора получают выгоду не в деньгах, а в конкретном объеме нефти, которую вольны продавать по своему усмотрению. Например, сегодняшнее стремление нефтяных компаний Китая, Японии или Южной Кореи заключать контракты в странах Каспийского бассейна вызвано в первую очередь необходимостью стабильного обеспечения своих быстрорастущих экономик нефтью и нефтепродуктами. Но, конечно же, главной мотивацией транснациональных компаний по-прежнему остается получение прибыли за счет освоения новых месторождений.

Перечисленные выше риски, которые экономисты справедливо называют «ценой неопределенности», являются неотъемлемыми компонентами нефтяных контрактов. Исходя из экономической логики, намерение претендовать на большой объем будущей прибыли должно быть соотносено с готовностью принять на себя соответственно значительные риски. Однако компании не хотят и не могут позволить себе покрытие этой неопределенности за свой счет. Они стремятся учитывать и минимизировать для себя эти риски, закладывая их в условия контракта. Их главная задача заключается в том, чтобы взвалить на плечи собственников ресурсов как можно больше рисков, что не нравится правительству – другой стороне, подписывающей контракт.

Таким образом, можно сказать, что история нефтяных контрактов – это история эволюции обязательств сторон, договаривающихся о разделе ренты и рисков.

2.2. Разные виды контрактов – разная степень ответственности

В мире существует множество видов нефтяных контрактов. Наиболее распространенными из них являются:

- *Концессионные/лицензионные соглашения*
- *Контракты о совместном предприятии*
- *Сервисные соглашения о разделе риска*
- *Соглашение о разделе продукции (СРП).*

Концессия (лицензия) исторически является самым древним и по существу первым видом контракта в нефтяном бизнесе. Этот вид контракта берет свое начало со

знаменитого договора английского бизнесмена У. Д'Арси, который в 1901 году заключил с шахом Персии Рзой Пехлеви договор на разработку огромной территории богатых месторождений.

С тех пор многое изменилось в философии контрактов, однако концессионные (лицензионные) контракты и сегодня распространены во многих странах мира. Такие соглашения можно встретить как в развитых, так и в развивающихся странах. Конечно, современные концессии совсем не похожи на знаменитый контракт Д'Арси.

Современное концессионное соглашение — это договор между нефтедобывающей компанией и страной — владельцем нефти, предоставляющий компании исключительное право на разведку, разработку, продажу и экспорт нефти в оговоренный контрактом срок. Взамен компания выплачивает государству вознаграждение в виде разовых и/или регулярных (роялти) платежей. Чтобы получить право концессии, заинтересованные компании участвуют в открытом конкурсе, предлагая правительству наиболее приемлемые условия разработки месторождений. Стремясь к осуществлению своих намерений в ожесточенной борьбе за право выиграть концессию, компании предлагают странам — владельцам нефти, выгодные условия и дополнительные отчисления в казну.

Другой вид нефтяных контрактов — **контракт о совместном предприятии (СП)** — предусматривает участие сторон: иностранной компании и правительства (как правило, в лице государственной нефтяной компании), в совместном предприятии, в котором риски, затраты и получение прибыли делятся между ними, как в обычном СП. Здесь, в отличие от концессионных соглашений, стороны в равной степени несут ответственность за своевременную разработку месторождений и рассчитывают на доход в соответствии с их вкладом в предприятие так же, как и в типичном СП.

Очевидно, что в отличие от концессий, в этом случае необходимо, чтобы уровень менеджмента и технологий в этих компаниях был примерно одинаковым.

Совместные добывающие предприятия, работающие в Азербайджане и Казахстане

1. Азербайджано-британское СП Shirovani Oil создано в августе 1997 года Государственной нефтяной компанией Азербайджана (50%) и компанией Whitehall International Traders (50%) для разработки месторождения «Кюровадаг» на суше. По итогам 2007 г. компания добыла 231 391 тонну нефти.
2. Азербайджано-турецко-малайзийское СП ANSHAD Petrol создано в феврале 1995 года между ГНКАР (51%), турецкой компанией Atilla Dogan (32%) и малайзийской Land & General Berhad (17%) для разработки месторождений «Нефтчала» и «Бабазанан» на суше. По итогам 2007 года добыто 47 263 тонны нефти.
3. СП ТОО «Тенгизшевройл» — крупнейшая нефтедобывающая компания в Казахстане. Создано в 1993 г. для разработки крупнейшего в Казахстане нефтяного месторождения «Тенгиз». Участники СП: Chevron (50%), Exxon Mobil (25%), «Казмунайгаз» (20%) и учрежденная LUKOIL, и ВР компания LUKArco (5%). В 2007 г. компания добыла 13,7 млн. тонн нефти, обеспечивая почти пятую часть

всей добычи нефти в Казахстане. При этом в 2008 году годовой объем добычи планируется увеличить до 18,5 млн. тонн. По заявлению руководства компании, прямые выплаты Казахстану в 2007 г. достигли суммы более чем 5 млрд. долларов США.

4. СП ТОО «Казгермунгай», созданное в 1993 году, занимается разведкой, добычей, транспортировкой и реализацией углеводородов с месторождений «Акшабулак», «Нураль» и «Аксай» в Южно-Тургайской впадине (в Кызылординской области). Это восьмая по объему добычи казахстанская нефтяная компания. Доказанные и вероятные запасы КГМ по состоянию на конец сентября 2006 года составляют приблизительно 40,7 млн. тонн (310 млн. баррелей), добыча в 2006 г. — около 3 млн. тонн. Участниками СП являются «КазМунайГаз» (50%) и PetroKazakhstan Kuntkol Resources (50%).

Источники: Агентство «Туран», Баку, 02.02.2008 г.; Национальное информационное агентство «КазИнформ» (<http://www.zakon.kz/our/news/news.asp?id=30174186>)

На практике встречаются СП с разной степенью ответственности государственной компании (см. ниже).

Диаграмма 3

Все расходы/ риск делятся	Государство участвует в эксплуатационных работах	Государство участвует в разработке месторождения	Реабилитация старых месторождений
------------------------------	---	---	---

ГНК

→ НК

Разделение риска

Сервисные контракты обычно заключаются между государством — собственником нефти, и международной нефтяной компанией (МНК), которая наделяется правом разработки конкретного месторождения, а государство получает доходы в виде доли прибыли (в соответствии с согласованной формулой), а также иногда в форме налогов и роялти.

Местная государственная нефтяная компания также может участвовать в подобном контракте. Если он заключается без участия местной компании, подрядчик в соответствии с сервисным контрактом может взять на себя прямые обязательства перед государством и строго следовать им. В этом случае государство обладает правами собственности на ресурсы как под землей, так и на поверхности. А МНК инвестирует капитал и расходует средства, финансируя разработку месторождений. Как правило, сервисные контракты чаще заключаются для разработки месторождений в богатых нефтью странах. При этом МНК подвержена рискам неудачи ничуть не меньше, чем при использовании других видов контрактов.

С точки зрения нефтяной компании, недостатком этого вида контрактов является то, что запасы углеводородов, залегающие в контрактном месторождении, не становятся ее активом. Это отличает сервисный контракт от концессионного и других видов соглашений. При этом объем доказанных запасов компании является одним из важнейших показателей успешности компании, так как усиливает ее позиции на мировом рынке, особенно на рынке акций. Иными словами, в этом виде контракта компании выполняют лишь роль наемного подрядчика. В качестве недавнего примера можно привести подписание сервисного контракта между российским Газпромом и StatoilHydro на разработку «Штокманского» газового месторождения. Ранее на разработку этого месторождения претендовала ExxonMobil, однако компания отказалась от предложенного ей сервисного контракта, считая его невыгодным и настаивая на заключении соглашения о разделе продукции (СРП).

2.3. Соглашения о разделе продукции

Особая роль в истории нефтяных контрактов принадлежит соглашениям о разделе продукции (СРП). Эти контракты получили широкое распространение в середине 60-х годов прошлого века, придя на смену концессионным соглашениям, которые имели ряд недостатков.

К середине XX века мировая экономика начала развиваться гораздо более высокими темпами. Уходила в прошлое система колониализма, характерной чертой которой было выкачивание природных ресурсов из колоний. Массовая борьба за освобождение от ига колониализма и появление десятков независимых стран на планете стало новым вызовом для мира. Теперь уже нельзя было управлять добывающими странами старыми методами, концессионные соглашения окончательно подтвердили свою консервативность и недостаток гибкости. Если раньше условия, предлагаемые МНК, казались приемлемыми и привлекательными, предполагая либо большую единовременную плату в бюджет, неплохой налог, либо же баснословную откупную, попадающую прямо в карманы правителей, то теперь концессия как форма контракта стала казаться несправедливой по отношению к интересам страны — собственника недр. Концессия как вид нефтяных контрактов пришла в противоречие с новым этапом исторического развития. Естественной реакцией местных властей стала национализация месторождений и выдворение МНК из страны. Национализация нефтяных месторождений в Иране, Саудовской Аравии и Венесуэле стала первым сигналом о необходимости совершенствования контрактных отношений.

Власти Боливии в четверг объявили о национализации трех нефтяных и одной телекоммуникационной компании.

Как сообщил на митинге, посвященном 1 Мая, президент Боливии Эво Моралес, под контроль государства переходят нефтяные компании Chaco (бывший владелец BP), Transredes (принадлежала Ashmore Energy) и CLHB (акциями которой владели компании из Германии и Перу). «Боливии нужны партнеры, а не владельцы», — заявил Моралес.

Также 1 мая президент Боливии подписал указ о переходе в госсобственность телефонной компании ENTEL, ранее находившейся под управлением транснациональной корпорации Euro Telecom International. «ENTEL возвращается народу Боливии!», — провозгласил Моралес. Два года назад 1 мая Моралес объявил о национализации нефтегазовой отрасли страны.

Тогда лидер Боливии заявил, что национализация не означает конфискацию всех активов нефтяных и газовых компаний, работающих в стране.

Источник:
«РосБизнесКонсалтинг»,
02.05.2008 г.

Концессия не давала правительствам стран, богатых ресурсами, свободы маневра, в которой они так нуждались. К этому времени нефть на рынке уже подорожала, а с началом промышленной революции она для всего мира превратилась в продукт номер один: это было начало нефтяной эры. Правительствам развивающихся стран хотелось, чтобы местные компании были вовлечены в добычу нефти, однако в то время последние еще не были готовы осуществлять самостоятельную разработку месторождений. Зато они вполне могли претендовать на партнерские отношения с МНК. Вот почему разработка нового вида нефтяных контрактов, принципиально отличающихся от традиционных концессий, стала острой необходимостью в тот исторический период.

Впервые контракты подобного рода были использованы в Индонезии в 1966 г. Автором этого вида контракта по праву считается доктор Ибну Сутово – учредитель государственной нефтяной компании Индонезии Pertamina.

Характерной особенностью этого вида контрактов является то, что добыча между сторонами делится до выплаты налогов и роялти. Это отражает концептуальную идею, практиковавшуюся в Индонезии и раньше при дележе урожая между владельцем земли и арендатором.

Современное СРП – это довольно распространенный вид контракта между государством и одной или несколькими нефтяными компаниями на разведку и/или разработку и добычу нефти или иных минералов, основанный на системе раздела продукции. Согласно условиям контракта, минеральные ресурсы контрактного месторождения в течение всего периода их разработки остаются собственностью государства. Учитывая длительность процесса освоения нефтяных месторождений, СРП, как правило, заключаются на срок 25-30 лет. Однако истории известны и более длительные СРП: например, контракт по освоению казахстанского месторождения «Кашаган», заключенный в 1997 г., рассчитан на 40 лет.

Компании инвестируют предусмотренные контрактом средства, добывают нефть, а затем участвуют в распределении ресурсов между сторонами контракта, при этом государственная нефтяная компания получает долю, причитающуюся государству. В случае участия нескольких компаний они могут передать функцию оперативного руководства проектом одной из них. Обычно в этой роли выступает наиболее крупный инвестор, который осуществляет операционное руководство проектом, регулирует возникающие проблемы и споры, информирует партнеров и т.п. Обычно говорят о техническом и коммерческом оперативном руководстве: техническое преимущественно концентрируется вокруг разработки месторождений, а коммерческое связано с процессами финансового регулирования, взаимоотношений по установлению распределения прибыли между сторонами.

Государство, как правило, представлено в СРП государственной добывающей компанией. В этом случае государственная нефтяная компания выступает в двух ипостасях: как подрядчик, с соответствующей долей участия в контракте, и как представитель интересов государства, через которого государство получает причитающуюся ему долю прибыльной нефти. В разных странах доленое участие национальной компании различное и зависит от многих обстоятельств. Прежде всего, оно обусловлено финансовой состоятельностью национальной компании, поскольку первым и главным обязательством компании, независимо от ее национальной принадлежности, является своевременное осуществление инвестиций, предусмотренных условиями контракта. Учитывая, что сумма эта в большинстве случаев не маленькая, национальным компаниям, обычно стремящимся к получению контрольного пакета акций (50% + 1 акция), на практике приходится мириться с небольшими процентами прибыли. Вообще доленое

участие в проекте – это типичный случай следования примеру: бери, сколько можешь унести. Чем больше участник соглашения претендует на долевое участие в контракте, тем больший, по сравнению с другими участниками, доход он может получить. При этом надо быть готовым к тому, что и вкладывать в добычу нефти ему придется больше других.

В настоящее время СРП практикуются преимущественно в странах Центральной Азии и Кавказа, а также в некоторых странах Африки, Азии и Центральной Америки. Уже заключено более 300 контрактов подобного вида. Выработаны общие универсальные принципы и правила, присущие СРП, хотя все они по своим условиям отличаются друг от друга, поскольку их подписание является результатом кропотливого переговорного процесса между сторонами с учетом множества факторов. Рассмотрим эти основные принципы и правила СРП:

- В контракте может участвовать государственная нефтяная компания
- Государство владеет резервами и передает право собственности на компенсационную и прибыльную нефть МНК в пункте раздела на поверхности земли (к примеру, в рамках проекта «Азери-Чыраг-Гюнешли» пунктом раздела является терминал Сангачал близ Баку, откуда берет начало знаменитый трубопровод Баку-Тбилиси-Джейхан)
- МНК берет на себя все риски, связанные с неудачами. Такой порядок является наиболее подходящим для МНК в странах со слабым правовым режимом и отсутствием жесткого законодательного регулирования
- Компании заключают контракт с государством, приводят его в соответствие с законом и таким образом обеспечивают себе безопасность на протяжении всей деятельности. Изучив законодательную базу государства – собственника недр, компании либо находят ее приемлемой для своего долгосрочного бизнеса, либо же предлагают правительству внести соответствующие изменения в нее с тем, чтобы, по возможности, обезопасить себя в дальнейшем от законодательных казусов. Существует и третий вариант разрешения проблемы: компания может предложить придать СРП статус отдельного закона. Именно так и произошло со всеми заключенными СРП в Азербайджане
- Государство наделяет международную нефтяную компанию правами на разведку, разработку, добычу нефти
- Компания инвестирует капитал, компенсирует свои затраты и получает прибыль на основе формулы раздела продукции, о которой пойдет речь ниже. Компенсация и прибыль исчисляются в соответствии с количеством добытой нефти
- Раздел прибыли между сторонами имеет место на протяжении всего периода действия контракта, а налог на прибыль оплачивается в бюджет только после получения чистой прибыли
- Будучи освобожденной от традиционных налогов, компания осуществляет свои обязательства перед государством посредством раздела продукции
- В начале деятельности и на каждом важнейшем этапе разработки месторождения компания выплачивает бонусы
- При обнаружении коммерчески невыгодных скважин, компания выплачивает государству компенсацию и только после этого выходит из контракта.

Между тем в последние несколько лет появились очевидные признаки заката эпохи СРП. Все большее количество богатых природными ресурсами стран считают модель СРП не соответствующей экономическим интересам государства – собственника недр.

Показательна следующая выдержка из презентации новой редакции Закона Республики Казахстан «О недрах и недропользовании», сделанной Министерством энергетики и минеральных ресурсов в Парламенте Казахстана: «В мировой практике применение соглашений о разделе продукции как модели контрактов на недропользование характерно для стран с развивающейся и переходной экономикой, не обладающих достаточными финансовыми ресурсами и техническим потенциалом для самостоятельной разработки месторождений. В условиях недропользования в Казахстане (высокая себестоимость добычи, большой транспортный рукав, ограниченность объемов внутренней переработки) механизм раздела продукции является неэффективным, трудно администрируемым и сложным в применении. Практика уже заключенных соглашений о разделе продукции показывает, что даже при высоких ценах на сырье Республика Казахстан не получает в полной мере отдачи по таким проектам»⁶.

В декабре 2008 года Казахстан уже упразднил применение модели СРП при заключении новых контрактов на недропользование и признал утратившим силу Закон Республики Казахстан «О соглашениях (контрактах) о разделе продукции при проведении нефтяных операций на море» от 8 июля 2005 года № 68-Ш. Аналогичные дебаты на протяжении последних двух лет ведутся и в России. Не исключено, что и Россия со временем откажется от практики использования СРП.

Тем не менее следует учесть, что нововведения не распространяются на ранее заключенные контракты и что крупнейшие месторождения Казахстана – «Карачаганак» и «Кашаган» – разрабатываются именно по модели СРП. Поэтому знание специфики СРП необходимо для правильного понимания механизмов распределения прибыли и изъятия ренты в этих крупнейших проектах.

6. Пресс-релиз Аппарата Мажлиса Парламента РК, 15 января 2009 г. Источник: <http://www.parlam.kz/NewsPrev.aspx?page=2&lan=ru-RU&idloc=1&idkom=1&uid=2113>

Глава 3.

Как формируются платежи компаний государству

3.1. Раздел продукции

3.2. Немного теории финансов

3.3. Порядок раздела продукции

«Помните: миллион долларов нынче совсем не то, что раньше».

Пол Гетти, нефтяной магнат

3.1. Принципы раздела продукции

Сердцевиной СРП является их святая святых – механизм распределения прибыли между государством и компанией. Это чрезвычайно важная сторона данного вида контрактов и, не поняв этот механизм, трудно судить о возможных выгодах и потерях сторон.

В СРП налоги, как таковые, обычно отходят на второй план. Если обычные контракты предоставляют возможность государству собирать как можно больше налогов в казну в обмен на право ведения бизнеса на своей территории, то в случае заключения СРП государство является партнером по бизнесу. В случае с СРП вместо налогов государство получает свою долю прибыльной нефти. Вот почему при заключении этих контрактов государство стремится во что бы то ни стало добиться максимально выгодного механизма распределения прибыльной нефти.

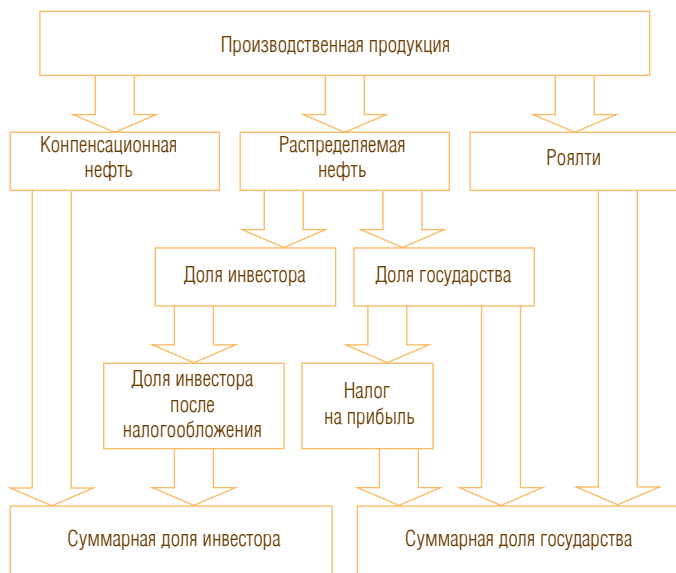
Формула расчета прибыльной нефти проста:

$$\text{Прибыльная нефть} = \text{Добытая нефть} - \text{Компенсационная нефть}$$

На практике это означает, что компания сначала вычитает из стоимости каждого добытого барреля нефти расходы на ее добычу, а остаток и составляет прибыль. По времени это тянется довольно долго и компании, исходя из условий СРП, направляют на покрытие расходов не всю стоимость добытой нефти, а лишь не более половины ее стоимости.

Диаграмма 4.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТИ ПО СОГЛАШЕНИЮ О РАЗДЕЛЕ ПРОДУКЦИИ



Источник: Международный валютный фонд

Однако компании делят с государством прибыль не в стоимостном выражении (то есть не деньги), а в натуральной форме – в виде добытой сырой нефти. Иными словами, государство получает свою часть прибыли в виде части добытой нефти, после чего само реализует ее по своему усмотрению. На первый взгляд это облегчает финансовые взаимоотношения компаний с государством. Но, как мы увидим позже, эта же отличительная особенность СРП иногда становится определенной помехой на пути прозрачности финансовых взаимоотношений сторон.

Существует также разновидность СРП, в которых вся добытая нефть делится непосредственно на долю государства и долю производителя, без выделения компенсационной нефти.

При трехступенчатом разделе продукции принадлежащая компании доля распределяемой нефти часто облагается обычным налогом на прибыль. При втором варианте раздел добычи заменяет собой все виды налогов на производителя. К примеру, в Ливии доля добычи, принадлежащая государству, установлена в 81%, а доля компании-подрядчика – в 19% при условии освобождения ее от налогов.

3.2. Немного теории финансов

Как же происходит этот сложный и в то же время важный этап реализации СРП? Для того чтобы разобраться в тонкостях этого финансового лабиринта, сначала осуществим небольшое путешествие в сам процесс инвестирования средств компаний в нефтяной бизнес.

Все начинается с того момента, когда компания решает вкладывать свои собственные средства в чрезвычайно рискованный бизнес – нефтедобычу. Естественно, компания хотела бы как можно скорее вернуть свои вложенные средства, да еще с прибылью. Для этого компания производит оценку различных доступных ей проектов, сравнивая их прибыльность между собой и выбирая наиболее выгодный из них. Максимально выгодным может считаться коммерческий проект с наибольшей отдачей от вложений и реализуемый в короткие сроки. Однако короткие сроки возврата средств в нефтедобыче вряд ли возможны – как мы уже выяснили, нефтяные контракты заключаются на срок от 20 до 40 лет (например, контракт по проекту «Кашаган»). Это и понятно, ведь на разведку месторождения, начало его эксплуатации, добычу первой нефти, выход на прибыльную нефть и, наконец, получение чистой прибыли компанией уходят годы. Такая продолжительность проектов серьезно искажает финансовую картину их прибыльности.

Вложив сегодня миллиарды долларов в надежде получения первой прибыли лет через десять, компания стремится заработать как можно больше в среднесрочной перспективе. Ведь чем позже происходит возврат средств и чем рискованнее бизнес, тем выше должна быть прибыль. Но как оценить эту будущую прибыль в нынешних деньгах? И в какой степени будущая прибыль компенсирует их сегодняшние риски и затраты?

На помощь компаниям приходит один из главных финансовых показателей, часто используемый в СРП, – **NPV (Net Present Value – чистая сегодняшняя стоимость)**. Смысл этого показателя заключается в выражении реальной стоимости будущих денег в их сегодняшней стоимости. Экономисты называют этот процесс дисконтированием.

В этом важном процессе необходимо принимать во внимание, как минимум, три параметра:

- Годовая норма банковского кредитования. Компании, как правило, не располагают большими свободными средствами и потому для осуществления

инвестиций они прибегают к банковским кредитам, за которые приходится ежегодно платить проценты. И даже если компании частично используют свои собственные средства, тем не менее деньги, как и любой другой товар, имеют свою цену и цена эта эквивалентна процентам за заимствование этих средств.

- Инфляция, которая снижает реальную стоимость денег в будущем. Не нужно быть финансистом, чтобы понять пагубность влияния инфляции на стоимость денег, достаточно наблюдать за изменением цен на одни и те же товары в течение года. Скорее всего, через год при покупке точно такого же товара вам придется раскошелиться на большую сумму – ровно настолько большую, на сколько экономисты оценивают годовую инфляцию. Говоря другими словами, 100- долларовая банкнота сегодня и через год имеет совершенно разную покупательскую способность.

Возможные выгоды, которые компания получила бы, вложив средства во что-либо другое. Всем известно, что деньги нужно или вкладывать во что-либо или, как минимум, класть на депозит.

NPV вычисляется по следующей формуле:

$$NPV = C_0 + \sum_{t=1}^N \frac{C_t}{(1+r)^t} \quad \text{или коротко:} \quad NPV = \sum_{t=0}^N \frac{C_t}{(1+r)^t}, \quad \text{где}$$

t – период оборота денег

N – общая протяженность проекта

r – дисконтная ставка (т.е. ставка возврата вложений, которые могли бы принести инвестору выгоду с аналогичным риском)

C_t – чистая сумма денег в период t

C_0 – в левой части формулы означает объем первоначальных инвестиций.

При этом:

Если...	Означает...	После...
NPV > 0	Инвестиции обеспечат фирме добавленную стоимость	Проект может быть принят
NPV < 0	Инвестиции приведут к вычету добавленной стоимости с фирмы	Проект следует отклонить
NPV = 0	Инвестиции не приведут к выгоде либо приведут к потере добавленной стоимости фирмы	Можно оставаться равнодушным к этому проекту, так как у него нет прямой финансовой ценности. Решение должно основываться на других критериях, например, на стратегическом положении или других факторах, непосредственно не включенных в расчет.

Однако NPV=0 не означает, что ожидается некий перерыв в осуществлении проекта, даже если возможна потеря будущих денег в их нынешнем выражении. Скорее, он покажет чистую позитивную доходность на протяжении всего периода осуществления.

Пример расчета NPV

Корпорация X должна решить, следует ли ей запустить новую линию выпуска продукции. Новая продукция будет иметь начальные издержки, операционные издержки и ожидаемые доходы за 6 лет. У данного проекта будет немедленный ($t=0$) отток финансов в \$100 000 (который может включать расходы на машины и курсы для служащих). Данные издержки финансисты, как правило, называют капитальными. На протяжении 1-6 лет ожидаются текущие издержки в размере \$5000 в год, которые именуются операционными. На протяжении 1-6 лет ожидается приток дохода в \$30 000 в год. Все доходы указаны после вычета налогов, и после шестилетнего периода никаких доходов не ожидается. Требуемая норма возврата 10%. Настоящая стоимость может быть вычислена за каждый год:

$$T=0 \text{ -} \$100,000 / 1.100 = \text{-} \$100,000 \text{ НС.}$$

$$T=1 (\$30,000 - \$5,000) / 1.101 = \$22,727 \text{ НС.}$$

$$T=2 (\$30,000 - \$5,000) / 1.102 = \$20,661 \text{ НС.}$$

$$T=3 (\$30,000 - \$5,000) / 1.103 = \$18,783 \text{ НС.}$$

$$T=4 (\$30,000 - \$5,000) / 1.104 = \$17,075 \text{ НС.}$$

$$T=5 (\$30,000 - \$5,000) / 1.105 = \$15,523 \text{ НС.}$$

$$T=6 (\$30,000 - \$5,000) / 1.106 = \$14,112 \text{ НС.}$$

Сумма всех этих настоящих стоимостей является NPV, которая равна \$8,881. Так как NPV больше 0, корпорация должна инвестировать этот проект.

Вторым ключевым финансовым показателем в СРП является внутренняя норма рентабельности (IRR), которая выражает степень возврата вложенных средств или, иными словами, показывает рентабельность данного проекта. Расчет IRR осуществляется методом подбора такой величины ставки дисконтирования, при которой NPV инвестиционного проекта обращается в ноль. Интерпретационный смысл IRR заключается в определении максимальной стоимости капитала, используемого для финансирования инвестиционных затрат, при котором собственник проекта не несет убытков.

IRR рассчитывается по формуле:

$$NPV = C_0 + \sum_{t=1}^N \frac{C_t}{(1+r)^t} = 0, \text{ где:}$$

t – период оборота денег

N – общая протяженность проекта

r – дисконтная ставка (т.е. ставка возврата вложений,

которые могли бы принести инвестору выгоду с аналогичным риском)

C_t – чистая сумма денег в период t

C_0 – в левой части формулы означает объем первоначальных инвестиций.

Используя данные из нашего примера, легко выявить, что NPV равно 0 при норме возврата, равной 17,09%. Иными словами, компании будет выгодно инвестировать данный проект лишь при IRR=17,09%:

$$NPV = -100 + \frac{30}{(1+r)^1} + \frac{35}{(1+r)^2} + \frac{40}{(1+r)^3} + \frac{45}{(1+r)^4} = 0 \Rightarrow r \approx 17.09$$

$$\begin{aligned} IRR/HB &= r, \\ IRR &= 17.09\% \end{aligned}$$

год	деньги
0	-100
1	+30
2	+35
3	+40
4	+45

$$NPV = -100 + \frac{30}{(1+17.09\%)^1} + \frac{35}{(1+17.09\%)^2} + \frac{40}{(1+17.09\%)^3} + \frac{45}{(1+17.09\%)^4} = 0.00$$

Определяемая таким образом внутренняя норма рентабельности капитальных вложений сравнивается затем с требуемой инвестором нормой дохода на вкладываемый капитал. Если расчетное значение IRR равно или больше требуемой инвестором нормы дохода, инвестиции в данный проект оправданы.

Наконец, еще одним важным показателем является период возврата денег (payback). Компаниям важно знать, как скоро они могут рассчитывать на возврат вложенных средств. Для компании, сделавшей инвестицию в размере \$1000 и получающей прибыль в размере \$500 в год, период возврата инвестиций составит два года. Очевидно, что чем позже наступит компенсация вложений, тем выше риск. Именно поэтому более короткий период возврата средств предпочтительнее более длительного.

$$\text{Период возврата денег} = \frac{\text{Инвестиция}}{\text{Доходы}}$$

Эта формула используется, если доходы проекта не меняются на протяжении всего проекта. При использовании индикатора «период возврата денег» подразумевается, что проект будет приносить доход и после того, как инвестиции окупятся.

Несмотря на то что термин является в основном финансовым, сама концепция времени возврата средств используется не только в нефтяном бизнесе: например, в энергетике оценивается период времени, в течение которого энергосбережение проекта равно сумме израсходованной с момента начала проекта энергии.

Период возврата средств может быть очень полезным инструментом анализа инвестиций, однако существуют определенные ограничения его применения, так как он не учитывает временную ценность денег, инфляцию, риски, финансирующие и другие важные факторы. Помимо годовой процентной ставки инвесторы, как об этом было упомянуто выше, вынуждены принимать во внимание и влияние инфляции (то есть рост цен и, как следствие, ослабление покупательной силы валюты, в роли которой в нефтяном бизнесе чаще всего используется доллар США). Поэтому часто вместо этого индикатора используются норма возврата и NPV.

3.3. Порядок раздела продукции

Существуют разные подходы к разделу продукции. Наиболее распространенным из них в данный момент является порядок, основанный на так называемом R-факторе, то есть когда возмещение затрат и выход на чистую прибыль компанией сопровождаются постепенным увеличением доли государства в добытой прибыльной нефти.

R-фактор определяется по следующей простой формуле:

$$R = \frac{\text{возмещение затрат компании} + \text{прибыльная нефть} - \text{налог на прибыль компании}}{\text{Издержки компании}}$$

Как видно из формулы, $R=1$, если значения числителя и знаменателя совпадают (это происходит тогда, когда компания полностью возместила вложенные средства в рамках контракта).

Второй способ раздела прибыли основан на внутренней норме рентабельности (IRR), которая является обратной величиной R-фактора.

При использовании этого метода IRR компании постепенно повышается, а доля компании в прибыльной нефти соответственно понижается.

Раздел прибыли между государством и компаниями основывается на принципе достижения определенного уровня рентабельности или возмещения затрат компанией. Оба вышеперечисленных метода выявляют главное – уровень рентабельности компании на данный момент для последующего определения соответствующей пропорции раздела нефти между сторонами контракта. Иными словами, эти формулы позволяют оценить критические точки постепенного увеличения доли государства в прибыльной нефти по мере того, как компании возмещают свои затраты и выходят на обозначенный в контракте уровень прибыли.

Очевидно, что для вычисления значений нормы возврата или R-фактора необходимо располагать полной информацией о капитальных и операционных затратах компании, знать объем добычи на текущий момент и цену реализации нефти на мировом рынке. Только при наличии этой информации можно определить текущую пропорцию раздела прибыльной нефти между государством и компанией. Как правило, информация о текущем объеме добычи нефти компанией и о мировых ценах легко доступна из различных источников. Что же касается информации о капитальных и операционных затратах компании, то она обычно не публикуется компаниями в Казахстане, а значит, активистам гражданского общества потребуется немало сил, времени и упорства для того, чтобы получить хоть какой-либо доступ к этим данным. А если эта информация попадает под требования о конфиденциальности, оговоренные в контракте, обеспечить ее публикацию будет невозможно без согласия обеих сторон.

Важно отметить, что раздел прибыли начинается лишь после того, как компания возместила свои текущие операционные и капитальные расходы (выплатила заработную плату, произвела замену устаревшего оборудования и т.п.). Как правило, возмещаемыми затратами являются: затраты на переговоры по заключению контракта и на его экспертизу; затраты на проведение поисковых и разведочных работ; выплаты государству бонусов и платежи в социальные фонды; все капитальные вложения на разработку месторождения (включая бурение скважин, строительство объектов обустройства, вложения в природоохранные мероприятия, сооружение магистральных трубопроводов, строительство внепромысловых дорог и линий электропередачи); эксплуатационные затраты на добычу нефти (например, издержки на мероприятия по увеличению

нефтеотдачи пласта).

Теперь давайте разберемся, как на самом деле инвесторы применяют вышеизложенные финансовые инструменты в конкретных проектах. В проекте «Азери-Чыраг-Гюнешли» рентабельность и доли сторон в прибыльной нефти связаны между собой следующим образом:

Таблица 5. Норма рентабельности и раздел прибыльной нефти в контракте «Азери-Чыраг-Гюнешли»

Норма рентабельности (IRR)	Государство	Компании
Менее 16,75%	30%	70%
16,75%-22,75%	55%	45%
Более 22,75%	80%	20%

Источник: Центр мониторинга государственных финансов

В 1997 г. в рамках проекта «Азери-Чыраг-Гюнешли» была добыта первая нефть, а в конце 1999 г. начался раздел прибыли между компаниями – участниками проекта, и государством сначала в соотношении 30:70. Как видно, на начальном этапе компании получали больше прибыльной нефти, чем государство, и это было оправдано тем, что компаниям тогда приходилось направлять большую часть доходов на компенсацию вложений. Однако уже в начале 2008 г. это соотношение существенно изменилось и составило 45:55. Когда проект достигнет своего апогея, государство начнет получать 80% прибыльной нефти.

В случае с данным проектом ускоренному изменению соотношения в пользу государства помогла невероятно высокая цена на нефть на мировом рынке, наблюдавшаяся в 2007-2008 гг. Правда, следует отметить, что к моменту выхода на такое выгодное для государства соотношение (ожидается к 2011 году) на данном месторождении начнется падение добычи нефти.

Рассмотрим пример условного проекта по добыче нефти из месторождения на шельфе Каспийского моря.

Диаграмма 5. Формула раздела прибыльной нефти в условном проекте:

Норма возврата		R-Factor	
Реальная норма возврата (RROR или IRR)	доля компании в прибыльной нефти	R-Factor	доля компании в прибыльной нефти
$RROR < 17\%$	90%	$R < 1.4$	90%
$17\% \leq RROR < 20\%$	90 to 10%	$1.4 \leq R < 2.6$	90 to 10%
$20\% \leq RROR$	10%	$2.6 \leq R$	10%

Как можно заметить, на первый взгляд в данном контракте экономические интересы государства защищены в большей степени. Здесь, согласно установленной системе пропорций, государство может получать до 90% прибыльной нефти, в то время как в «Азери-Чыраг-Гюнешли» максимальный размер доли государства – 80%. Но не все так просто. На практике всегда найдется множество нюансов, которые усложняют контрактные условия и потому до начала эксплуатации месторождения очень сложно сказать, сможет ли государство воспользоваться предоставленной ему возможностью получения такой прибыли.

Таблица 6. Наиболее важные финансовые показатели проекта «Азери-Чыраг-Гюнешли» (млрд. долл.)

Цена нефти (\$ за 1 бар.)	60	50	40	20
Внутренняя рентабельность (%)	27	25	24	18
Чистая прибыль компаний	44	40	32	24
Чистая прибыль компаний (без доли ГНКАР)	39,6	36	28,8	21,6
Прибыльная нефть государства	180	152	112	24
Налог на прибыль	15	13	11	8
Суммарный доход государства	195	165	123	32
Суммарный доход государства (с учетом доли ГНКАР)	199,4	169	126,2	34,4
Суммарный доход проекта	239	205	155	56
Капитальные и операционные расходы	25	-	-	-

Источник: Расчеты PFCM

Как видно, в данных расчетах максимально возможная цена барреля нефти была определена в размере \$60. При этом в течение 2008 г. реальная цена барреля нефти на мировом рынке доходила до \$140, а это значит, что доходы сторон, в особенности государства, были существенно больше.

Это позволяет представить себе, с какими сложностями сопряжена отсрочка начала добычи в таком крупном проекте, как «Кашаган»: никто не знает, какой будет цена на нефть к началу добычи, однако и консорциуму компаний, и правительству Казахстана хочется воспользоваться современной благоприятной ситуацией на мировом рынке.

В приложении приводится сравнительная таблица СРП в мире, из которой можно узнать о наиболее характерных особенностях этого вида контрактов в разных странах.

3.5. 0 прозрачности контрактов

Сложность нефтяных контрактов и их закрытость в ряде добывающих стран создают предпосылки для возникновения разнообразных злоупотреблений и коррупции как среди компаний, так и в правительстве. До тех пор, пока условия контрактов засекречены, граждане страны не могут объективно оценить выгодность этих контрактов, а также правильность решений, принятых ответственными государственными служащими при заключении этих контрактов. Однако, как видно из материала этой главы, одного доступа к

контрактам недостаточно. Надо обладать определенными знаниями в области финансов, а также знать, какую именно информацию из контракта необходимо использовать для анализа. Наконец, необходимо иметь доступ к дополнительной информации: о профиле месторождения, прогнозе потока денежных средств, ситуации на мировом рынке нефти. Вооружившись этими знаниями, граждане могут анализировать контракты, выявлять их слабые места (то есть те положения, которые идут вразрез с интересами страны), а также требовать от правительства и компаний установления оптимального баланса интересов.

Глава 4.

Налогообложение в нефтяном секторе Казахстана

4.1. Налоговая политика в отношении добывающих компаний

4.2. Специальные платежи недропользователей

4.3. Косвенное налогообложение

4.4. Коэффициент налоговой нагрузки

*«Если у вас нет денег,
вы все время думаете о деньгах.
Если у вас есть деньги,
вы думаете уже только о деньгах».*
Пол Гетти

4.1. Налоговая политика в отношении добывающих компаний

В начале этой книги мы подробно остановились на таком важном экономическом понятии, как рента. Мы выяснили, что в нефтяном бизнесе некоторые компании имеют преимущества перед другими в силу природных особенностей месторождений: добывать нефть на одних месторождениях легче, чем на других. Такие удачливые компании получают сверхприбыль, не прилагая особых усилий со своей стороны, в то время как другим компаниям приходится вкладывать в технологию добычи огромные средства. Однако в большинстве добывающих стран недра находятся в государственной собственности, и потому сверхприбыль делится между государством – собственником недр, и компаниями. Все эти сложные вопросы регулируются налоговой политикой государства.

В зависимости от вида контракта налоговая нагрузка на добывающие компании может существенно варьировать. В предыдущей главе мы уже упоминали о том, что при использовании СРП налоги не являются главным инструментом государства, которое получает свою долю прибыльной нефти. Однако для того чтобы иметь полную картину перераспределения доходов между государством и компаниями, необходимо разбираться в налогах, которыми облагаются недропользователи.

Что такое оптимальная налоговая система с точки зрения добывающей промышленности? Как добиться того, чтобы налоги максимально отвечали интересам государства, но также и не затрудняли работу компаний, поощряя их вкладывать средства в разведку новых и в интенсивную разработку действующих месторождений? Эти вопросы не дают покоя министрам в большинстве добывающих стран. Перегиб в ту или иную сторону чреват крайне нежелательными последствиями: если государство создаст слишком щадящие условия для компаний, то бюджет лишится части возможных поступлений, а если налоговый режим окажется слишком жестким, многие инвесторы потеряют интерес к разработке ресурсов в этой стране.

Нефть – это невозобновляемый ресурс, принадлежащий не только нынешнему, но и будущим поколениям граждан. Наши потомки не простят нам разбазаривания национальных природных ресурсов, и ни один государственный деятель не хочет войти в историю предателем национальных интересов. Потому немудрено, что в подавляющем большинстве случаев государство стремится обложить компании как можно более высокими налогами.

Помимо собственно размера налоговой ставки, камнем преткновения в переговорах компании и правительства является количество налогов, применяемых по отношению к недропользователям. Все это формирует для каждого государства уникальную налоговую политику.

Если в каком-либо проекте стороны договорились об одних налогах и одном уровне налоговой ставки, то это вовсе не означает, что к финишной прямой они придут именно с этими условиями. Однако менять «правила игры» в процессе реализации проекта крайне нежелательно, так как подобные действия негативно влияют на имидж и к государственным вложениям это применимо еще в большей степени. Любому предпринимателю хочется, чтобы действия правительства по отношению к его бизнесу были предсказуемы, а к нефтяным компаниям с их долгосрочными и многомиллиардными вложениями это применимо в еще большей степени. Правда, правительства иногда позволяют себе менять условия налогообложения в нефтяном бизнесе, часто объясняя это чрезвычайно выгодной текущей ситуацией на рынке: при высоких ценах на нефть компании получают сверхдоходы не в результате собственных усилий.

Рассмотрим действующую систему налогообложения в нефтедобывающем секторе Казахстана и попытаемся определить, какие шаги предпринимает Правительство с целью максимизации выгоды государства.

В налоговой системе Казахстана налоги подразделяются на прямые и косвенные. Налоги, сборы и другие обязательные платежи исчисляются и уплачиваются в национальной валюте – тенге, поступая в бюджет (республиканский или местный) или в Национальный фонд в порядке, определенном Бюджетным кодексом. Исключением являются случаи, когда законодательными актами и положениями контрактов предусмотрены натуральная форма уплаты налогов либо разрешается уплачивать налог в иностранной валюте. Освобождение от налога или уменьшение налоговой ставки производится в порядке внесения и дополнений в законодательство, а также на основании контракта в соответствии с Законом Республики Казахстан «О государственной поддержке прямых инвестиций».

В Казахстане экономические условия недропользования регулируются четырьмя законами:

- Закон Республики Казахстан от 27 января 1996 г. «О недрах и недропользовании». В 2008 году Министерство энергетики и минеральных ресурсов разработало и представило в Мажилис Парламента РК проект закона «О недрах и недропользовании» в новой редакции, основной целью которого выступило совершенствование законодательной базы по вопросам недропользования.
- Закон Республики Казахстан от 28 июня 1995 г. «О нефти».
- Кодекс РК о налогах и других обязательных платежах в бюджет от 10 декабря 2008 г. (Налоговый кодекс).
- До декабря 2008 года в Казахстане действовал Закон «О соглашениях (контрактах) о разделе продукции при проведении нефтяных операций на море» от 8 июля 2005 года. Однако он был упрямлен 10 декабря 2008 года одновременно с введением нового Налогового кодекса как не соответствующий экономическим интересам Казахстана⁷.

В соответствии с законодательством в Казахстане существует два типа договоров о недропользовании:

- Соглашение о налоге на сверхприбыль (НСП), или Модель №1 налогового режима
- Соглашение о разделе продукции (СРП), или Модель №2 налогового режима (не применяется после 1 января 2009 г.)

Таблица 7. Различия между первой и второй моделями

7. Закон РК «О введении в действие Кодекса Республики Казахстан «О налогах и других обязательных платежах в бюджет», Статья 49, п. 3, 10 декабря 2008 г.

Взимаемые налоги	Модель 1	Модель 2
1. Специальные налоги и платежи недропользователя:		
Бонусы	Да	Да
Роялти (с 01.01.2009 – Налог на добычу полезных ископаемых)	Да	Нет
Налог на сверхприбыль	Да	Нет
Доля продукции	Нет	Да
Дополнительный платеж недропользователя, осуществляющего деятельность по разделу продукции	Нет	Да
2. Другие налоги и обязательные платежи в бюджет, в том числе:		
Налог на доход от экспорта сырой нефти и газового конденсата	Да	Нет
Акцизный сбор с сырой нефти и газового конденсата	Да	Нет
Земельный налог	Да	Нет
Налог на имущество	Да	Нет
Природоохранные сборы	Да	Да
Другие сборы (например, плата за использование спектра радиочастот, плата за использование навигационных водных путей)	Да	Да
Другие налоги и платежи	Да	Да

Источник: Центр мониторинга государственных финансов

Как видно из данной таблицы, первая модель предусматривает уплату недропользователем всех налогов и других обязательных платежей, установленных Налоговым кодексом, за исключением доли государства по разделу продукции. При этом недропользователь все время уплачивает налоги в соответствии с действующей налоговой системой, реагируя на все ее изменения. В случае выполнения работ и оказания услуг, выходящих за рамки СРП, недропользователи оплачивают налог и другие обязательные платежи в соответствии с налоговым законодательством.

Вторая модель предусматривает передачу недропользователем доли государства по разделу продукции, а также уплату в бюджет некоторых налогов и других обязательных платежей, установленных Налоговым кодексом. Тем не менее при использовании второй модели основной доход государства формируется за счет получения доли по разделу продукции. При заключении СРП государство и недропользователь фиксируют налоговый режим, так что любые изменения налоговой политики государства в будущем уже не касаются недропользователя (кроме тех случаев, когда государство и компания договариваются об изменениях).

Важной особенностью правовой системы Казахстана является наличие возможности для изменения условий налогообложения, определенных в СРП, по соглашению сторон. Это делается с целью защиты экономических интересов Казахстана. В случае же отмены Правительством отдельных видов налогов и других обязательных платежей в бюджет, предусмотренных СРП, недропользователь продолжает производить их уплату в бюджет в порядке и размерах, установленных контрактом до внесения соответствующих изменений в контракт.

Налогообложение в СРП Азербайджана

В Азербайджане налог на прибыль варьируется в зависимости от контракта по ставке от 25 до 32%. В знаменитом «контракте века» — «Азери-Чыраг-Гюнешли» — ставка налога на прибыль составляет 25% и, несмотря на то что с момента подписания данного контракта в 1994 г. многое в системе налогообложения страны изменилось, эти изменения не коснулись налогового режима СРП. Как правило, в подписанных позже СРП контрактах Азербайджана ставка налога на прибыль выше 25%. Помимо налога на прибыль в соответствии с СРП компании платят государству социальный налог в размере 25%. При этом 22% в фонд социальной защиты выплачивает организация, а 3% — непосредственно сами работники.

В случаях, когда недропользование по одному контракту о разделе продукции осуществляется несколькими налогоплательщиками (компаниями), установленный в контракте налоговый режим является единым для всех.

До 2004 г. сбор налогов от хозяйствующих субъектов на территории Казахстана находился в ведении Министерства государственных доходов, в состав которого входили Налоговый и Таможенный комитеты, Комитет налоговой полиции и ряд других органов. В результате административной реформы 2004 года это министерство было упразднено, а Налоговый и Таможенный комитеты (последний был переименован в Комитет таможенного контроля) были включены в состав Министерства финансов РК.

Налоговый комитет РК осуществляет контрольно-надзорные функции в сфере обеспечения поступлений налогов и других обязательных платежей в бюджет, полноту и своевременность перечисления обязательных пенсионных взносов и социальных отчислений в Государственный фонд социального страхования. В состав Комитета входят следующие территориальные органы:

- межрегиональные налоговые комитеты;
- налоговые комитеты по областям, по городам Алматы и Астана;
- межрайонные налоговые комитеты;
- налоговые комитеты по районам, городам и районам в городах;
- налоговые комитеты на территории специальных экономических зон.

Применительно к добывающему сектору, в функции Налогового комитета входит:

- ведение Государственного реестра налогоплательщиков;
- мониторинг финансово-хозяйственной деятельности налогоплательщиков, деятельности производителей нефтепродуктов, поставщиков нефти и лиц, осуществляющих реализацию с баз нефтепродуктов;
- ведение единой базы данных по производству и обороту отдельных видов нефтепродуктов;
- взаимодействие и сотрудничество с международными организациями по вопросам поступления налогов и других обязательных платежей в бюджет, а также в сфере производства и оборота подакцизной продукции;
- определение форм, порядка и сроков предоставления в единую базу данных сведений об объемах производства и (или) оборота нефтепродуктов и иной необходимой информации иными государственными органами;
- государственный контроль при применении трансфертных цен;
- контроль над оборотом нефтепродуктов посредством сопроводительных накладных и деклараций по производству и обороту нефтепродуктов.

В 2007 году в Казахстане было учреждено Специализированное управление мониторинга недропользователей при Министерстве финансов. Его основная задача – осуществлять мониторинг исполнения недропользователями контрактных обязательств в части уплаты налогов и других обязательных платежей. Выступая в Мажилисе Парламента РК в апреле 2007 года, министр финансов РК Наталья Коржова отметила, что ряд недропользователей «систематически нарушает налоговое законодательство» через применение трансфертных цен, самовольный перенос сроков коммерческой добычи полезных ископаемых на более поздний срок, одностороннее применение либеральных норм налогового законодательства⁸.

8. Инвесторы под подозрением / «Эксперт-Казахстан», 16 (118), 23 апреля 2007 г. Электронная версия на сайте http://www.expert.ru/printissues/kazakhstan/2007/16/news_investory_pod_podozreniem/

Трансфертная цена — цена, используемая внутри компании при расчетах между самостоятельными подразделениями. В некоторых случаях материнская компания может рассматривать свое представительство за рубежом как покупателя товаров, произведенных самой компанией. Коммерческие отношения такого рода создают очевидную возможность извлечения прибыли и освобождения или уклонения таким образом от местного налогообложения.

Злоупотребляя трансфертным ценообразованием, компании могут переводить свою прибыль в страны — зоны с более низким уровнем налоговой нагрузки и даже освобождаться (или уклоняться) от налогообложения в любой стране. Именно поэтому во многих странах используется государственный контроль за трансфертными ценами и компетентные органы осуществляют мониторинг транзакций между различными подразделениями компаний.

По оценке министра финансов РК Болата Жамешева, озвученной в интервью агентству Интерфакс в мае 2008 г., «за последние семь лет с момента принятия действующего закона о госконтроле при применении трансфертных цен доля офшоров в экспорте сократилась с 60% до 26%»

Источник: http://www.interfax.kz/?lang=rus&int_id=13&function=view&news_id=3064

4.1.1. Корпоративный подоходный налог

Плательщиками корпоративного подоходного налога являются юридические лица – резиденты Республики Казахстан, за исключением государственных учреждений, а также юридические лица-нерезиденты, осуществляющие деятельность в Республике Казахстан через постоянное учреждение или получающие доходы из источников в Республике Казахстан.

Объектами обложения корпоративным подоходным налогом являются:

- налогооблагаемый доход;
- доход, облагаемый у источника выплаты;
- чистый доход юридического лица-нерезидента, осуществляющего деятельность в Республике Казахстан через постоянное учреждение.

Подробное описание порядка начисления и процедуры уплаты корпоративного подоходного налога можно найти в Налоговом кодексе РК⁹. Ограничимся лишь кратким комментарием, касательно вычетов по расходам на геологическое изучение и подготовительные расходы к добыче природных ресурсов.

Налоговый кодекс разрешает недропользователям вычитать из совокупного годового дохода расходы на геологическое изучение, разведку, подготовительные работы к добыче полезных ископаемых, включая расходы по оценке, обустройству, общие административные расходы, суммы выплаченного подписного бонуса и бонуса коммерческого обнаружения, расходы по приобретению основных средств и нематериальных активов, понесенные в период между коммерческим обнаружением и началом добычи на месторождении. Указанные расходы вычитаются из совокупного годового дохода в виде амортизационных отчислений с момента начала добычи после коммерческого обнаружения полезных ископаемых, при этом недропользователь вправе сам определять соответствующую норму амортизации (определено лишь предельное значение этой нормы в размере 25%).

Однако если в этот период недропользователь получал доход по деятельности, осуществляемой в рамках заключенного контракта на недропользование, размер вычетов будет уменьшен на величину доходов:

- полученных в период проведения геологического изучения и подготовительных работ к добыче;
- полученных от реализации полезных ископаемых, добытых до момента начала добычи после коммерческого обнаружения;
- полученных от реализации части права недропользования.

Налоговый кодекс РК устанавливает следующие ставки корпоративного подоходного налога:

- с 1 января 2009 года до 1 января 2010 года в размере 20 процентов;
- с 1 января 2010 года до 1 января 2011 года в размере 17,5 процента;
- с 1 января 2011 года в размере 15 процентов.

Следует, однако, учесть, что в ранее заключенных СРП могут быть зафиксированы иные ставки корпоративного подоходного налога соответственно налоговому режиму Казахстана на момент заключения контрактов. Так как подавляющее большинство СРП содержат пункт о стабильности, любые нововведения и изменения в области налогового режима на данные проекты не распространяются.

Объект налога – то, что именно облагается налогом (земля, доход, реализация и т.д).
Налоговая база – количественное выражение объекта налога.
Ставка налога определяет, какая часть налоговой базы должна быть отдана государству.

Налогооблагаемый = (совокупный годовой доход – допускаемые корректировки) – разрешенные вычеты
доход

9. Кодекс РК о налогах и других обязательных платежах в бюджет от 10 декабря 2008 г. (Налоговый кодекс), раздел 4.

Таблица 8. Возможные ставки корпоративного подоходного налога в условном крупном проекте на шельфе Каспийского моря

Норма возврата (IRR)	Ставка налога
• До 20%	30%
• От 20% до 22%	34%
• От 22% до 24%	38%
• От 24% до 26%	42%
• От 26% до 28%	48%
• От 28% до 30%	54%
• Больше 30%	60%

Источник: Центр мониторинга государственных финансов

4.2. Специальные налоги и платежи недропользователей

В Казахстане с 1 января 2009 г. действуют следующие специальные платежи недропользователей:

- Бонусы (подписной, коммерческого обнаружения)
- Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ), заменивший собой роялти
- Налог на сверхприбыль
- Платежи по возмещению исторических затрат, понесенных государством на геологическое изучение и обустройство контрактной территории
- Доля Республики Казахстан по разделу продукции по контрактам, заключенным до 01.01.2009 г.
- Экспортная таможенная пошлина (ЭТП) на сырую нефть, газовый конденсат.

В Налоговом кодексе понятия «операции по недропользованию», «нефтяные операции», «нефть» и «контрактная территория» имеют особые значения. Эти понятия официально были определены в соответствии с Законами Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» и «О нефти».

Неотъемлемой частью СРП является выплата компаниями бонусов (премий) государству по наступлению ключевых событий проекта разведки и освоения месторождения. Бонусы не возмещаются и не учитываются во взаимоотношениях компании с государством при делении прибыльной нефти.

В большинстве случаев бонусы приходятся очень кстати государству, так как выплата многих из них происходит на начальном этапе реализации условий контракта, когда эксплуатация месторождения еще не начата, а государственный бюджет нуждается в средствах. Таким образом, бонусы часто используются государством для обеспечения финансовой стабильности или решения неотложных социально-экономических проблем в стране.

4.2.1. Бонусы

Различают три вида бонусов:

- **Подписной бонус**, как следует из его названия, является фиксированным разовым платежом, выплачиваемым при подписании контракта между компанией и

государством. Статья 312 Налогового кодекса РК определяет его следующим образом:

Подписной бонус является разовым фиксированным платежом недропользователя за приобретение права недропользования на контрактной территории¹⁰.

Подписной бонус отличается от других специальных платежей недропользователей особым порядком определения его размера. Право недропользования предоставляется в большинстве стран на конкурсной основе, при этом подписной бонус является одним из критериев определения победителя: чем выше размер предлагаемого подписного бонуса, тем больше шансов у конкурсанта стать победителем.

При этом государство устанавливает минимальное значение подписного бонуса, чтобы гарантировать определенный уровень поступлений от недропользователей.

Налоговый кодекс РК¹¹ определяет стартовые размеры подписного бонуса. К примеру, для нефтяных контрактов на проведение геологической разведки территории, на которой отсутствуют утвержденные запасы полезных ископаемых – 2800-кратный размер *месячного расчетного показателя*, установленного на соответствующий финансовый год законом о республиканском бюджете, а для контрактов на добычу минерального сырья – в 10 раз меньше.

Для нефтяных контрактов на добычу стартовый размер подписного бонуса зависит от степени подтвержденности запасов. Если запасы не утверждены, то стартовый подписной бонус составляет 3000-кратный размер *месячного расчетного показателя*, установленного на соответствующий финансовый год законом о республиканском бюджете. В случае же утвержденных запасов применяется следующая несложная формула:

$$(C \times 0,04\%) + (C_n \times 0,01\%), \text{ где:}$$

C – стоимость суммарных запасов сырой нефти, газового конденсата или природного газа, утвержденных Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых Республики Казахстан, по промышленным категориям А, В, С₁.

C_n – суммарная стоимость предварительно оцененных запасов категории С₂, утвержденных и (или) принятых к сведению в заключении Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых Республики Казахстан, для оперативного подсчета запасов потенциально коммерческого объекта и прогнозных ресурсов категории С₃.

При этом оговаривается, что при использовании данной формулы стартовая величина подписного бонуса не может быть менее 3000-кратного размера месячного расчетного показателя. Похожая формула применяется и для добычи минерального сырья.

Согласно Налоговому кодексу РК, стоимость запасов полезных ископаемых определяется по биржевой цене, установленной на данные полезные ископаемые на Международной нефтяной бирже или Лондонской бирже металлов на дату объявления конкурса на получение права недропользования. В случае, когда биржевая цена на полезные ископаемые не установлена, стоимость извлекаемых и прогнозируемых запасов определяется из суммы общих затрат на добычу, указанных в рабочей программе за весь период действия контракта, увеличенных на коэффициент 1,2.

Стартовый размер подписного бонуса до проведения конкурса на получение права недропользования может быть увеличен по решению конкурсной комиссии компетентного органа.

Следует отметить, что особая природа подписных бонусов не раз становилась

10. Кодекс РК о налогах и других обязательных платежах в бюджет (принят 10 декабря 2008 г.), статья 312.

11. Там же, статья 314.

предметом внимания общественных организаций, указывающих на то, что подписные бонусы могут являться замаскированной формой взятки. В 1999 году известная международная организация Global Witness выпустила отчет, в котором привлекла внимание общественности к значительному размеру подписного бонуса, уплаченного компаниями BP-Атосо, Elf и Exxon правительству Анголы – \$870 миллионов за право доступа к глубоководным блокам у побережья Анголы. По данным компании Global Witness, большая часть средств этого бонуса прошла мимо бюджета и поступила в распоряжение президента этой раздираемой бедностью и конфликтами африканской страны¹². Эта ситуация обсуждалась в комитете по международному развитию британского парламента¹³ и в итоге в 2001 году компания BP приняла решение раскрыть информацию о размере подписного бонуса правительству Анголы (\$111,7 млн.).

В этом плане интересно ознакомиться со сделанным позднее заявлением BP касательно своей политики подписных бонусов:

«Подписные бонусы не являются взяткой. Нефтяные компании получают лицензии на геологоразведку на основании конкурса. Подписные бонусы являются легальными и широко применяются в предпринимательской деятельности во многих странах, включая США. Они демонстрируют степень серьезности намерений инвестора и предоставляют стране возможность получить немедленный доход от запланированных инвестиций. Подписные бонусы являются частью конкурса в отрасли за право получения лицензии и основываются на площади предлагаемого участка и его оцениваемом ресурсном потенциале»¹⁴.

• **Бонус коммерческого обнаружения** представляет собой фиксированный платеж, уплачиваемый недропользователем за каждое коммерческое обнаружение на контрактной территории и является довольно распространенной формой вознаграждения. В соответствии с Налоговым кодексом РК бонус также уплачивается и в том случае, если в ходе проведения дополнительной разведки месторождений были обнаружены залежи, приводящие к увеличению первоначально установленных извлекаемых запасов.

Учитывая геологические риски, с которыми сталкиваются компании, открытие коммерчески оправданного месторождения само по себе уже можно считать чудом. Как было отмечено выше, компаниям гораздо чаще приходится сталкиваться с пустой скважиной, чем радоваться обнаружению значительных объемов углеводородов. С другой стороны, положительный результат разведочного бурения не может не радовать и государство, так как он открывает прямой путь к успешной реализации контракта и, следовательно, получению больших доходов.

• **Бонус добычи** выплачивается по достижении определенного уровня добычи. Часто нефтяные компании отказываются от этого вида бонуса, предпочитая уплачивать вместо него налоги и на прибыль. В Казахстане уплата бонуса добычи недропользователями не предусмотрена.

Пример бонусов, выплачиваемых по основному (гипотетическому) проекту разведки и добычи нефти на шельфе Каспийского моря.

Подписной бонус: \$175 млн.
Бонус коммерческого обнаружения: не менее 0,1% от стоимости подтвержденных извлекаемых запасов.
Бонус добычи: не практикуется.

12. A crude awakening. The role of the oil and banking industries in Angola's civil war and the plunder of the state assets, Global Witness, 1999 г. Источник: http://www.globalwitness.org/media_library_get.php/154/1235377715/A%20Crude%20Awakening.pdf

13. См. <http://www.publications.parliament.uk/pa/cm200001/cmselect/cmintdev/39/1010915.htm>.

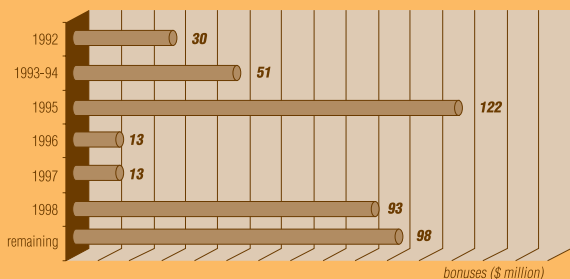
14. Regional Review. Economic, social and environmental overview of the ACG, BTC and Shah Deniz/SCP projects in the national and regional context of Azerbaijan, Georgia and Turkey. Источник: http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/bp_caspian/bp_caspian_en/STAGING/local_assets/downloads_pdfs/acg_phase_1_rr0_performance.pdf

15. Кодекс РК о налогах и других обязательных платежах в бюджет (принят 10 декабря 2008 г.), статья 317.

Самые крупные бонусные выплаты в размере \$300 млн. правительство Азербайджана получило за первый нефтяной контракт страны «Азери-Чыраг-Гюнешли», заключенный в сентябре 1994 года. Это единственный контракт Азербайджана, по которому иностранные участники проекта согласились выплатить столь крупный бонус. Выплата бонуса происходила поэтапно. Самый крупный транш бонуса в рамках данного контракта был получен в 1995 году, когда правительство Азербайджана санкционировало проект «ранняя добыча», предусматривающий начало разработки месторождения «Чыраг».

Часть полученной от иностранных нефтяных компаний суммы была направлена правительством Азербайджана на «поддержание курса национальной валюты»; а другая часть – в валютный резерв страны. Согласно договоренности последний транш бонуса был выплачен в 2004 году, когда международный консорциум приступил к реализации последней фазы контракта – строительным работам по разработке глубоководной части месторождения «Гюнешли».

Транши выплаты бонуса



Источник: Центр мониторинга государственных финансов

4.2.2. Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)¹⁶

До 1 января 2009 г. компании, осуществляющие добычу полезных ископаемых по первой модели, производили отчисления в республиканский бюджет за право пользования недрами, называемые роялти. Размер роялти устанавливался Правительством РК, исходя из объема добытых полезных ископаемых (или объема первого товарного продукта, полученного из этих ископаемых), базы исчисления (стоимости полезных ископаемых) и ставки.

Роялти уплачивался недропользователем в отдельности по каждому виду полезных ископаемых, независимо от того, были ли они реализованы покупателям или использованы на собственные нужды. Установленное в контракте роялти обычно уплачивалось в денежной форме, хотя встречалась и натуральная форма роялти.

Налоговый кодекс, принятый 10 декабря 2008 г., заменил уплату роялти налогом на добычу полезных ископаемых (НДПИ). Интересно сравнить эти два механизма:

Таблица 9. Различия между роялти и НДПИ

РОЯЛТИ	НДПИ
Определение. Является платежом за право пользования недрами в процессе добычи полезных ископаемых и переработки техногенных образований.	Определение. Уплачивается по каждому виду добываемых на территории Республики Казахстан полезных ископаемых, балансовые запасы которых установлены уполномоченным для этих целей государственным органом.

16. Кодекс РК о налогах и других обязательных платежах в бюджет (принят 10 декабря 2008 г.), глава 45.

<p>Объект и база обложения. Объем добытых за налоговый период полезных ископаемых, исходя из средних цен реализации за налоговый период, без учета косвенных налогов и расходов по транспортировке до пункта реализации.</p>	<p>Объект обложения. Объем добытых углеводородов и твердых полезных ископаемых (ТПИ), содержащихся в руде (концентрате, растворе).</p>
<p>Ставки по углеводородам устанавливались по прогрессивной шкале от 2 до 6%.</p>	<p>Ставки налога на сырую нефть, включая газовый конденсат, устанавливаются в фиксированном выражении следующей шкале (см. таблицу), исходя из объема производства и мировой цены. В случае реализации сырой нефти и газового конденсата на внутреннем рынке Республики Казахстан в порядке, предусмотренном подпунктами 1) - 3) пункта 2 статьи 332 настоящего Кодекса, к установленным ставкам применяется понижающий коэффициент 0,5.</p> <p>Ставка налога на добычу полезных ископаемых на природный газ составляет 10 процентов. При этом при реализации природного газа на внутреннем рынке применяется более низкая ставка по особой шкале (см. таблицу). Для низкорентабельных, высоковязких, обводненных, малодобетных и выработанных месторождений будут установлены понижающие коэффициенты к ставкам НДС.</p> <p>Ставки НДС на твердые полезные ископаемые установлены дифференцированно в разрезе их видов, исходя из мировых цен в размерах, компенсирующих снижение ставки корпоративного подоходного налога (КПН) и обеспечивающих недропользователям приемлемый уровень рентабельности по каждому месторождению (см. ст. 339 Налогового кодекса РК).</p>
<p>Ставки роялти по ТПИ установлены постановлением Правительства РК в фиксированном выражении и варьируются в зависимости от видов полезных ископаемых от 1,5% до 7 % от их стоимости по цене реализации.</p>	<p>При этом в феврале 2009 г. Министерство индустрии и торговли РК предложило Правительству временно снизить ставки налога на добычу полезных ископаемых с учетом сложившейся конъюнктуры на мировом рынке, а также внедрить механизм льготного налогообложения низкорентабельных месторождений</p>

Таблица 10. Ставки НДС на добычу сырой нефти (включая газовый конденсат)

№ п/п	Объем годовой добычи	Ставки, в %
1	2	3
1.	до 250 000 тонн включительно	7
2.	до 500 000 тонн включительно	9
3.	до 1 000 000 тонн включительно	10
4.	до 2 000 000 тонн включительно	11
5.	до 3 000 000 тонн включительно	12
6.	до 4 000 000 тонн включительно	13
7.	до 5 000 000 тонн включительно	14
8.	до 7 000 000 тонн включительно	15
9.	до 10 000 000 тонн включительно	17
10.	свыше 10 000 000 тонн	20

Источник: Налоговый кодекс РК

Таблица 11. Ставки НДС на добычу природного газа (при реализации газа на внутреннем рынке)

№ п/п	Объем годовой добычи	Ставки, в %
1	2	3
1.	до 1,0 млрд. куб. м включительно	0,5
2.	до 2,0 млрд. куб. м включительно	1,0
3.	свыше 2,0 млрд. куб. м	1,5

Источник: Налоговый кодекс РК

Мировая цена сырой нефти и газового конденсата в Налоговом кодексе определяется как среднеарифметическое значение ежедневных котировок каждой в отдельности марки «Юралс Средиземноморье» (Urals Med) или «Датированный Брент» (Brent Dtd) в налоговом периоде на основании информации, публикуемой в источнике «Platts Crude Oil Marketwire» компании «The McGraw-Hill Companies Inc», а при отсутствии информации о ценах на указанные марки в данном источнике используется источник «Petroleum Argus», по следующей формуле:

$$S = (P1+P2+.....+Pn)/n, \text{ где:}$$

S – мировая цена сырой нефти и газового конденсата за налоговый период,
 $P1, P2, \dots Pn$ – ежедневная среднеарифметическая мировая цена сырой нефти,

газового конденсата в дни публикации котировок в течение налогового периода,
 n – количество дней в налоговом периоде, в которые были опубликованы котировки.

Ежедневная среднеарифметическая мировая цена сырой нефти, газового конденсата определяется по формуле:

$$P1, P2, \dots Pn = (C1+C2)/2, \text{ где:}$$

Pn – ежедневная среднеарифметическая мировая цена сырой нефти марки «Юралс Средиземноморье» или «Датированный Brent»,

$C1$ – ежедневная среднеарифметическая мировая цена сырой нефти марки «Юралс Средиземноморье» или «Датированный Brent» на момент открытия биржи,

$C2$ – ежедневная среднеарифметическая мировая цена сырой нефти марки «Юралс Средиземноморье» или «Датированный Brent» на момент закрытия биржи.

Отнесение сырой нефти и газового конденсата к определенному стандартному сорту марки «Юралс Средиземноморье» (Urals Med) или «Датированный Brent» (Brent Dtd) производится недропользователем на основании договоров на реализацию сырой нефти. В случае, когда в договоре на реализацию не указывается стандартный сорт сырой нефти, недропользователь обязан отнести объем сырой нефти, поставленной по такому договору, к тому сорту, средняя мировая цена по которому за налоговый период является максимальной.

Мировая цена на природный газ определяется как среднеарифметическое значение ежедневных котировок в налоговом периоде на основании информации, публикуемой в источнике «Platts Crude Oil Marketwire» компании «The McGraw-Hill Companies Inc». При отсутствии информации о ценах на природный газ в данном источнике используется источник «Petroleum Argus».

В случае, если предусматривается извлечение на поверхность газообразных. Подробнее о механизме начисления НДС и о порядке его уплаты можно узнать из Налогового кодекса.

Замена роялти на налог на сверхприбыль вызвала неоднозначную реакцию у недропользователей.

Так, по мнению партнера юридической фирмы «Grata» Алмата Даумова: «Роялти учитывал особенности исчисления объекта налогообложения. В частности, для целей исчисления роялти принимались во внимание затраты недропользователя на транспортировку сырья до пункта продажи – и это вполне логично и справедливо. НДС же такие расходы не учитывает. Первоначально одной из причин замены роялти налогом на добычу полезных ископаемых налоговые органы называли злоупотребление недропользователями по умышленному завышению затрат на транспортировку, иными словами, оплата простоя транспортным компаниям. Но это проблемы налогового администрирования, проблемы практики. Что касается снижения ставок НДС для нефтедобывающей отрасли, то я полагаю, что ставки по нему необходимо снизить, хотя бы на период низких цен. По нашим расчетам, налоговый режим для недропользователей по новому законодательству дает парадоксальные результаты. Проблема в том, что чем меньше, к примеру, цена на нефть, тем получается выше коэффициент налоговой нагрузки на недропользователя. Проблема возникает из-за высоких ставок НДС и ужесточения рентного налога. В целом же по НДС можно либо снизить ставки, либо

Свойства нефти (такие, как плотность, сернистость и др.) варьируют от страны к стране и даже от скважины к скважине. Именно поэтому для целей ценообразования были определены так называемые стандартные сорта нефти: Urals и Siberian Light (Россия), Brent (Великобритания), Light Sweet (США). При этом нефть сорта Brent используется при проведении торгов на Лондонской бирже ICE Futures. Цены на многие другие сорта нефти, не торгующиеся на бирже самостоятельно, привязаны к цене на нефть Brent с применением повышающего или понижающего коэффициента.

«Датированный Brent» представляет собой международную эталонную котировку нефти и назван так потому, что по этой котировке нефть поставляется на определенную дату, при этом дата поставки определяется за 15 дней до самой поставки.

учитывать в расчете НДСПИ расходы недропользователя, которые занимают большую затратную часть»¹⁷.

4.2.3. Налог на сверхприбыль

Как уже было отмечено, плательщиками налога на сверхприбыль являются недропользователи, с которыми заключены контракты по первой модели на добычу общераспространенных полезных ископаемых и подземных вод, а также строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с разведкой и добычей, при условии, что данные контракты не предусматривают добычу других видов полезных ископаемых.

Объектом обложения налогом на сверхприбыль является часть чистого дохода недропользователя по каждому отдельному контракту за налоговый период, в котором отношение накопленных доходов к накопленным расходам выше в 1,25 раза.

Налог взимается с части чистого дохода недропользователя за налоговый период, превышающий 25% от суммы вычетов, предусмотренных в Налоговом кодексе на конец налогового периода.

Для целей исчисления налога на сверхприбыль вычеты по каждому отдельному контракту на недропользование определяются как сумма:

- расходов, отнесенных на вычеты в целях исчисления корпоративного подоходного налога по контрактной деятельности в отчетном налоговом периоде;
- следующих расходов и убытков в пределах:
 - фактически понесенных в течение налогового периода расходов на приобретение и (или) создание фиксированных активов;
 - расходов недропользователей, подлежащих в дальнейшем отнесению на вычеты путем начисления амортизации;
- убытков, понесенных за предыдущие налоговые периоды.

Исчисление налога на сверхприбыль производится посредством применения установленной ставки на налоговую базу. Налоговая база определяется в соответствии с Налоговым кодексом с учетом корректировок. Накопленные доходы определяются как сумма совокупного годового дохода недропользователя, полученного с момента заключения контракта. Накопленные расходы определяются как сумма расходов недропользователя, отнесенных на вычеты с момента заключения контракта.

Чистый доход =
налогооблагаемый доход –
корпоративный подоходный
налог (и – налог на чистый
доход, если плательщик
является постоянным
учреждением нерезидента.

17. Минусов гораздо больше // «Капитал.kz», № 04 (191), 05.02.2009 г. Источник: <http://gazetakapital.kz/neftgaz/3088-minusov-gorazdo-bolshe.html>

Таблица 12. Ставка налога на сверхприбыль

№ п/п	Значение отношения совокупного годового дохода к вычетам	Налоговая база	Ставка, в %	Сумма налога, подлежащая уплате в бюджет
1	2	3	4	5
1.	меньшее или равное 1,25	не облагается	0	
2.	от 1,25 до 1,3 включительно	часть чистого дохода, соответствующая значению от 1,25 до 1,3	10	сумма налога, исчисленная по ставке 10 %
3.	от 1,3 до 1,4 включительно	часть чистого дохода, соответствующая значению от 1,3 до 1,4	20	сумма налога, исчисленная по ставкам 10% и 20 %
4.	от 1,4 до 1,5 включительно	часть чистого дохода, соответствующая значению от 1,4 до 1,5	30	сумма налога, исчисленная по ставкам 10%, 20 % и 30%
5.	от 1,5 до 1,6 включительно	часть чистого дохода, соответствующая значению от 1,5 до 1,6	40	сумма налога, исчисленная по ставкам 10%, 20%, 30% и 40%
6.	от 1,6 до 1,7 включительно	часть чистого дохода, соответствующая значению от 1,6 до 1,7	50	сумма налога, исчисленная по ставкам 10%, 20%, 30%, 40% и 50%
7.	свыше 1,7	часть чистого дохода, превышающая значение 1,7	60	сумма налога, исчисленная по ставкам 10%, 20%, 30%, 40%, 50% и 60%

Источник: Налоговый кодекс РК

4.2.4. Платеж по возмещению исторических затрат

Платеж по возмещению исторических затрат является фиксированным платежом недропользователя по возмещению суммарных затрат, понесенных государством на геологическое изучение и обустройство соответствующей контрактной территории до заключения контракта на недропользование. Плательщиками этого платежа являются недропользователи, заключившие контракты на недропользование в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан, по месторождениям полезных ископаемых, по которым государство понесло затраты на геологическое изучение и обустройство соответствующей контрактной территории до заключения контрактов.

Сумма исторических затрат, понесенных государством на геологическое изучение и обустройство соответствующей контрактной территории, рассчитывается уполномоченным для этих целей государственным органом в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан. Часть суммы исторических затрат в соответствии с законодательством Республики Казахстан о недрах и недропользовании подлежит уплате в бюджет в виде платы за приобретение геологической информации, находящейся в государственной собственности. Оставшаяся часть суммы исторических затрат подлежит уплате в бюджет в виде платежа по возмещению исторических затрат.

Платеж по возмещению исторических затрат, понесенных государством на геологическое изучение и обустройство соответствующей контрактной территории, уплачивается недропользователем с начала этапа добычи после коммерческого обнаружения.

По контрактам на проведение разведки месторождений полезных ископаемых, не предусматривающим последующей их добычи, платеж по возмещению исторических затрат не уплачивается.

4.2.5. Рентный налог на экспортируемую сырую нефть и газовый конденсат

Плательщиками рентного налога на экспортируемую сырую нефть и газовый конденсат являются физические и юридические лица, реализующие сырую нефть и газовый конденсат на экспорт. Важно отметить, что компании, работающие на условиях СРП, освобождены от этого вида налога. Базой исчисления рентного налога является стоимость экспортируемых сырой нефти, газового конденсата, исчисленная, исходя из фактически реализуемого на экспорт объема сырой нефти, газового конденсата и мировой цены. При этом денежная форма уплаты рентного налога по решению Правительства может быть заменена натуральной формой.

Таблица 13. Ставки рентного налога на экспорт сырой нефти и газового конденсата

№ п/п	Мировая цена	Ставка, в %
1.	До \$20 за баррель включительно	0
2.	До \$30 за баррель включительно	0
3.	До \$40 за баррель включительно	0
4.	До \$50 за баррель включительно	7
5.	До \$60 за баррель включительно	11
6.	До \$70 за баррель включительно	14
7.	До \$80 за баррель включительно	16
8.	До \$90 за баррель включительно	17
9.	До \$100 за баррель включительно	19
10.	До \$110 за баррель включительно	21
11.	До \$120 за баррель включительно	22
12.	До \$130 за баррель включительно	23
13.	До \$140 за баррель включительно	25
14.	До \$150 за баррель включительно	26
15.	До \$160 за баррель включительно	27
16.	До \$170 за баррель включительно	29
17.	До \$180 за баррель включительно	30
18.	До \$190 за баррель включительно	32
19.	До \$200 за баррель и выше	32

Источник: Налоговый кодекс РК

4.2.6. Экспортная таможенная пошлина на сырую нефть

В мае 2008 года Правительство Казахстана заявило о введении экспортной таможенной пошлины (ЭТП) на сырую нефть со ставкой в размере \$109,91 за тонну при мировой цене \$714 за тонну. Напомним, что в одной тонне содержится 6,7-7,6 барреля, в зависимости от плотности нефти. Таким образом, указанная ставка ЭТП действовала при мировой цене порядка \$102 за баррель, при том что в мае 2008 г. среднемировая цена на баррель нефти марки Brent составляла порядка \$110-112 за баррель. В список плательщиков пошлины вошли свыше 38 компаний, включая такие крупные, как «Разведка и Добыча «КазМунайГаз», «PetroKazakhstan Kumkol Resources», «CNPC Айдан Мунай». 11 октября 2008 года ставка ЭТП была увеличена до \$203,8 за тонну.

Плательщики рентного налога оплачивали ЭТП по гораздо более низкой ставке – \$27,4 за тонну. Как и следовало предполагать, под уплату пошлины не попали недропользователи, которые заключили с правительством СРП, предусматривающие стабильность таможенных платежей. В этом плане интересно обратить внимание на ситуацию с консорциумом «Карачаганак Петролеум Оперейтинг», который в свое

время заключил с Правительством СРП, предусматривающее налоговую стабильность, но не стабильность по таможенным пошлинам. В результате «Карачаганак Петролеум Оперейтинг» пришлось уплачивать ЭТП на общих основаниях. Трудно ответить однозначно почему компания не обезопасила себя от подобных неожиданностей при заключении контракта, но ее пример наглядно демонстрирует, почему добывающие компании столь трепетно относятся к обеспечению стабильности платежей.

Правительство объяснило введение новой пошлины необходимостью защиты внутреннего рынка нефтепродуктов и обеспечением дополнительных поступлений в республиканский бюджет. В результате введения пошлины Правительство рассчитывало получить не менее \$1 млрд. дополнительных поступлений в бюджет за период с мая по конец 2008 г. Однако резкое падение цены на нефть, начавшееся всего через два месяца после введения ЭТП, поставило под сомнение возможность получения Правительством столь значительных доходов. За период с июля по декабрь 2008 года среднимирровая цена на нефть упала почти в три раза.

С 1 января 2009 года вступил в действие новый Налоговый кодекс, увеличивающий налоговую нагрузку недропользователей и предусматривающий уплату недропользователями рентного налога на экспортируемые нефть, газовый конденсат в зависимости от мировой цены. В этой связи, а также с учетом столь резкого падения цены на нефть, необходимость во взимании ЭТП отпала, и с 26 января 2009 года Правительство ввело нулевые ставки на экспорт сырой нефти и газоконденсата для всех нефтяных компаний, работающих в республике.

4.2.7. Дополнительный платеж недропользователя

Налоговый кодекс РК, вступивший в силу 1 января 2004 года и действовавший до 1 января 2009 года, предусматривал также уплату недропользователями, осуществляющими деятельность по СРП, так называемого дополнительного платежа недропользователя.

Данный платеж был призван стабилизировать поступления по доле государства в контрактах следующим образом. Доля поступлений государства в каждом налоговом периоде не должна быть менее значения, установленного СРП:

- 5-10% от объема продукции с момента начала добычи до момента возврата вложенных инвестиций
- 40% от объема продукции в последующих периодах.

При этом доля поступлений государства означает долю Республики Казахстан по разделу продукции, налоги и другие обязательные платежи в бюджет и не включает налог на добавленную стоимость и налоги, в отношении которых недропользователь выступает в качестве налогового агента.

Так как новый Налоговый кодекс РК не предусматривает уплату дополнительного платежа недропользователя, его продолжают уплачивать только те компании, которые заключили в период с января 2004 по январь 2009 года с правительством Казахстана СРП, предусматривающие стабильность налогового режима.

4.3. Косвенное налогообложение недропользователей

Налог на добавленную стоимость

В соответствии с налоговым законодательством Казахстана сырая нефть, природный газ и газовый конденсат, реализуемые на территории страны, облагаются налогом на добавленную стоимость (НДС) по ставке 12%. Аналогичная ставка

применяется и при импорте товаров и оборудования для нефтегазового сектора. Однако в некоторых контрактах на недропользование содержатся положения, освобождающие недропользователя от уплаты НДС на импортируемые товары (обычно в контракте приводится перечень таких товаров). В Казахстане реализация сырой нефти, природного газа и газового конденсата на экспорт НДС не облагается. Также освобождены от уплаты НДС услуги в области геолого-разведочных и геолого-поисковых работ.

Интересно отметить, что в соседнем Азербайджане импорт любого оборудования и материалов для разработки месторождений в рамках СРП контрактов освобожден от налогообложения. По мнению экспертов, это явилось своего рода уступкой правительства Азербайджана зарубежным компаниям, дабы не увеличивать и без того высокие издержки контрактов.

4.3.1. Акцизы

Акцизами облагаются товары как произведенные в Казахстане, так и импортируемые на территорию страны. К примеру, акцизами облагаются бензин (за исключением авиационного) и дизельное топливо, реализуемые оптом и в розницу. Сырая нефть, включая газовый конденсат, облагается по нулевой ставке.

Ставки акцизов утверждаются Правительством и устанавливаются в процентах к стоимости товара и/или в абсолютном выражении (на единицу измерения).

В Налоговом кодексе четко определено, что относится к сфере оптовой, а что – к розничной реализации. Например, отгрузка неавиационного бензина и дизельного топлива собственным структурным подразделениям для дальнейшей реализации относится к сфере оптовой торговли, а использование произведенного или приобретенного неавиационного бензина на собственные производственные нужды – к сфере розничной торговли.

4.4. Коэффициент налоговой нагрузки

Под коэффициентом налоговой нагрузки (КНН) обычно понимают соотношение между суммой уплаченных налогов и других обязательных платежей в бюджет (без учета сумм погашенной задолженности) к совокупному годовому доходу предприятия за отчетный период. Данный индикатор, как правило, измеряется в процентах.

Коэффициент налоговой нагрузки может быть полезен для анализа налогового режима, применяемого в той или иной стране, на предмет инвестиционной привлекательности. С точки зрения общества, коэффициент налоговой нагрузки недропользователей может быть также важным индикатором справедливости распределения ренты между государством и недропользователями.

Однако при использовании сравнительного анализа между различными странами и секторами, необходимо проявлять осторожность. Дело в том, что существует множество методик расчета КНН, отличающихся как по включаемым в расчет выплатам, так и по базе. В частности, в качестве базы для расчета КНН может быть использована выручка от реализации, прибыль предприятия и даже добавленная стоимость.

Использование разных методик расчета приводит к существенным расхождениям в значениях КНН – иногда в два и более раза, в результате чего стороны предпочитают использовать наиболее выгодные для себя методики.

Поэтому перед проведением сравнительного анализа необходимо убедиться, что используемые для анализа коэффициенты были рассчитаны по единой методике.

В этой связи необходимо сказать о макроэкономическом понимании коэффициента налоговой нагрузки: какая доля созданного валового внутреннего продукта должна перейти к государству? Относительная налоговая нагрузка рассчитывается следующим образом:

Доля сектора в общем объеме налоговых поступлений государства x 100%
Доля сектора в ВВП

Рассчитанная таким методом относительная налоговая нагрузка наиболее предпочтительна для проведения межстранового сравнительного анализа, так как не вызывает споров относительно базы коэффициента²⁰.

Данные о государственных доходах (в обобщенной форме) от добывающей отрасли можно получить из отчетов об исполнении государственного бюджета, а также из отчетов о формировании и использовании Национального фонда РК, регулярно размещаемых на сайте Министерства финансов РК www.minfin.kz

Важным источником информации о выплатах добывающих компаний государству является отчетность, предоставляемая в рамках Инициативы прозрачности добывающей отрасли (EITI). EITI представляет собой процесс по сбору и независимой сверке данных о выплатах добывающих компаний государству и о доходах государства от добывающего сектора. Все возникающие при этом расхождения должны объясняться либо отмечаться как необъясненные (и в таком случае правительство должно инициировать расследование причин возникновения таких необъясненных расхождений).

Казахстан присоединился к EITI в 2005 году, и с тех пор было выпущено два отчета, покрывающих данные о выплатах более 100 добывающих компаний за 2005-2006 гг. До конца 2009 года планируется выпустить третий отчет по EITI, охватывающий 2007-2008 гг. С этими отчетами можно ознакомиться на сайте www.eiti.kz.

Сложность работы с отчетами по EITI представляет то, что они также публикуются в обобщенном (агрегированном) виде. Это означает, что вместо информации о выплатах каждой добывающей компании публикуется информация об обобщенных выплатах всех добывающих компаний, участвующих в реализации данной инициативы, с разбивкой по видам платежа. Это, конечно же, серьезно ограничивает возможности использования этих отчетов для последующего анализа, однако это однозначно лучше, чем ничего. К тому же НПО, участвующие в реализации EITI, постоянно убеждают Правительство РК и добывающие компании перейти к дезагрегированной форме отчетности (такая практика уже используется в ряде стран, таких как Монголия, Нигерия и Гана). Хочется верить, что эти усилия гражданского общества в конце концов увенчаются успехом.

Аскар Аубакиров, исполнительный директор ассоциации KazEnergy: «По методике Минфина КНН РД КМГ равняется 35%, а по мировой – 51%»¹⁸.

Вице-министр финансов РК Даулет Ергожин: «В настоящее время налоговая нагрузка на сырьевой сектор в России колеблется от 60% до 65% в зависимости от месторождения. Мы сравнивали наши налоги и с Аляской, и с Мексикой, и с Боливией, и с Венесуэлой: получается, что Казахстан на сегодняшний день – райский уголок для нефтяников, поэтому если мы сейчас чуть-чуть приподнимем налоги, от этого никто не умрет»¹⁹.

18. KazEnergy считает налоговые инициативы госорганов «несопоставимыми с мировой практикой» // «Панорама», 11.07.2007 г. Источник: http://panorama.vkkz.com/index.php?option=com_content&task=view&id=3848&Itemid=3

19. Минфин предлагает заменить роялти на рентный налог и налог на добычу полезных ископаемых. Эксперты предлагают договориться с нефтедобытчиками о переработке нефти внутри страны // «Панорама», 29.03.2008г. Источник: http://panorama.vkkz.com/index.php?option=com_content&task=view&id=3008&Itemid=5

20. См., например, сравнительный анализ нефтяного сектора стран бывшего Советского Союза, произведенный в 1996 году экспертом МВФ Дэйлом Греем. Сайт: <http://www.imf.org/external/pubs/ft/fandd/1998/09/gray.htm>

Глава 5.

Социальная ответственность нефтяных компаний

5.1. Социальные инвестиционные проекты

5.2. Местное содержание

5.3. Международный опыт успешной реализации социальных проектов добывающих компаний. Проект «Акасса» (Нигерия)

«Бескорыстная дружба возможна только между людьми с одинаковыми доходами».

Пол Гетти, нефтяной магнат

«Если бы не существовало таких точек, в которых сходились бы интересы всех, не могло бы быть и речи о каком бы то ни было обществе».

Жан-Жак Руссо

5.1. Социальные инвестиционные проекты

Мы уже неоднократно говорили о многочисленных рисках, которые приходится учитывать нефтяным компаниям в своей деятельности. Социальная напряженность в регионе добычи является серьезным риском, способным существенно осложнить работу компании. Именно поэтому компании обычно заинтересованы в наличии благоприятной социальной среды в том регионе, где они осуществляют свою деятельность. Дальновидные компании с самого начала разработки месторождения ведут грамотную и последовательную работу с местным сообществом. В то же время в мире немало примеров, когда компании, не сумевшие выстроить отношения с местным населением, вынуждены постоянно работать в экстренном режиме. Многим известно о напряженной ситуации в дельте реки Нигер в Нигерии, где между населением и представителями компаний постоянно происходят стычки, часто заканчивающиеся человеческими жертвами.

Нефть — невозобновляемый ресурс, принадлежащий не только нынешнему, но и будущему поколению. Жители нефтедобывающих районов это хорошо понимают и предъявляют к компаниям строгие требования в отношении охраны окружающей среды, защиты их здоровья и жизни, социального развития региона.

Обычно компании отвечают на эти требования реализацией различных проектов социального характера. Грамотно выстроенная политика компании должна обязательно включать в себя активное взаимодействие с местным сообществом в форме общественных слушаний или, что еще лучше, путем создания постоянно действующих региональных советов, в состав которых входят представители общественности, власти и компании.

Только сообщая местное сообщество, местные органы власти и добывающая компания могут выявить наиболее значимые объекты вложения средств.

Необходимо отметить, что существует два вида социальных проектов, финансируемых добывающими компаниями.

1. Регулярное финансирование строительства и ремонта объектов социальной инфраструктуры, являющееся *обязательством добывающей компании в соответствии с условиями заключенного контракта*. В случае использования в качестве контракта СРП, расходы компании на строительство и ремонт социальных объектов относятся к возмещаемым затратам. Иными словами, государство компенсирует компаниям эти расходы, представляющие собой что-то вроде среднесрочных целевых кредитов.

Размер выделяемого финансирования может выражаться в процентном отношении к прибыли или же в фиксированной сумме на каждый срок контракта. Например:

- \$5 млн. на каждый год срока контракта до первого коммерческого обнаружения (в общей сумме \$20 млн. максимум);
- в последующий период — 1% от прибыли на каждый год срока контракта, но не менее \$5 млн. в год.

Компании могут финансировать социальные проекты либо напрямую, но чаще всего через отчисления в специальные фонды, созданные местными органами власти. В некоторых случаях добывающие компании и местные органы власти заключают дополнительные меморандумы, регулирующие цели, объемы и порядок финансирования. Следует отметить, что определение целей финансирования практически всегда является прерогативой местных органов власти, при этом представители местного сообщества, являющиеся бенефициарами социальных проектов, в этот процесс практически не включены.

В 2007 г. у побережья Нигерии было совершено 42 нападения, из которых 25 — в районе порта Лагос, всего за один год пиратство в регионе возросло в 3,5 раза. В 2007 г. у берегов Нигерии были захвачены 150 иностранных жителей, большинство из которых были отпущены после получения выкупа, однако несколько пленников были убиты или ранены.

Источник: www.polpred.com-free-country_africa-book.pdf.url

В документальном фильме «Деньги уходят в песок», снятом в 2008 г. Центрально-Азиатской лигой стратегического управления на грант Фонда Сорос-Казахстан, приводится информация о том, что «за последние 10 лет нефтяные компании вложили в развитие социальной инфраструктуры Казахстана более полумиллиарда долларов». Фильм демонстрирует пропасть между проектами, профинансированными нефтяниками, и нуждами самого населения нефтедобывающих областей. «Пять самых дорогих подобных проектов: крытый плавательный бассейн в г. Атырау — \$14,5 млн., физкультурно-оздоровительный комплекс в г. Жанаозен — \$14 млн., электрификация Атырау — \$12 млн., строительство Казахского драматического театра в г. Уральске — \$10,5 млн., строительство профтехучилища в г. Кульсары — \$9 млн. В свою очередь, жители этих городов выражают свою точку зрения о необходимости данных объектов».

Подробнее на сайте www.ktw.kz

В программе развития Атырауской области СП «Тенгизшевройл» уделяет внимание социальной и культурной сферам, здравоохранению и образованию.

В течение первых пяти лет своей деятельности компания реализовывала социальную программу «Бонус фонд Атырау», на смену которой в 1999 г. пришла программа «Игилик» (по-казахски означает «благо, доброе дело»). Первым проектом этой программы стала масштабная реконструкция моста через реку Урал в центре Атырау.

В 2005 году на развитие объектов инфраструктуры (коммунального хозяйства, дорог, объектов здравоохранения, образования и культуры) в Атырау и Жылпояском районе области компанией было выделено \$8 млн. С 1993 года общая сумма средств, выделенных СП «Тенгизшевройл» на поддержку социально-значимых проектов, достигла \$100 млн.

Переселение жителей поселка Сарыкамыс – еще один важный социальный проект, который осуществляется Атырауским областным акиматом и полностью финансируется «Тенгизшевройлом». По этому проекту более семисот семей переселятся в новые дома, которые строятся в микрорайонах г. Атырау и поселке Новый Каратон.

Источник: <http://www.agipkco.com/wps/wcm/connect/AgipKCO-RUS>

В отличие от оценки воздействия на окружающую среду, компании не проводят общественных слушаний по определению объектов финансирования. Результаты исследования, проводившегося в 2008 году в пяти нефтедобывающих регионах Казахстана на грант Фонда Сорос-Казахстан наглядно свидетельствуют о том, что население этих регионов считает неэффективными многие социальные проекты, финансировавшиеся добывающими компаниями, и хотело бы участвовать в определении объектов финансирования.

Уровень прозрачности социальных проектов также оставляет желать лучшего. Результаты исследования, проводившегося в 2007-2008 гг. Фондом Сорос-Казахстан свидетельствуют о том, что общественные организации испытывают трудности с доступом к проектно-сметной документации по социальным проектам, что серьезно затрудняет возможность осуществления независимого мониторинга освоения выделенных средств.

2. Добровольные отчисления добывающих компаний в виде благотворительности или спонсорской помощи.

Данные виды отчислений, как правило, не регулируются контрактом и являются жестом доброй воли со стороны компании.

В большинстве случаев компании выделяют средства на благотворительность из собственной чистой прибыли. Компании, особенно разместившие свои акции на фондовом рынке, должны обосновать необходимость таких затрат перед собственным советом директоров, а это не всегда бывает легко, так как основная миссия компании – максимизация прибыли. И все же большинство компаний заинтересовано в осуществлении благотворительной или спонсорской помощи, так как такая деятельность позволяет им формировать положительное отношение к себе в регионе, а это немаловажно для обеспечения стабильности. Это объясняет, почему компании организуют громкие PR-кампании каждый раз, когда выделяется очередное финансирование.

К тому же большинство работников добывающих компаний являются жителями региона, в котором компания осуществляет свою деятельность, а значит, финансируя социальные проекты, компания оказывает дополнительную поддержку своим сотрудникам и их семьям.

Однако компаниям важно помнить о том, что социальные проекты должны быть прежде всего эффективными, а для этого необходимо вовлекать представителей местного сообщества в определение направлений финансирования и в осуществление независимого мониторинга освоения выделенных средств. Для этого представители местного сообщества должны быть включены в состав всех комиссий, советов и правлений фондов, занимающихся распределением средств, а финансовая информация о социальных проектах должна быть максимально детализирована и прозрачна. Постоянный мониторинг со стороны представителей местного сообщества должен быть гарантией целевого использования средств и отсутствия коррупции. Применительно к социальным проектам добывающих компаний как никогда более верна формула «чем больше прозрачности и подотчетности – тем выше экономическая эффективность».

Эффективность работы с местным населением должна измеряться при помощи набора индикаторов, который необходимо разрабатывать при активном участии местного сообщества. В этом случае можно будет получать действительно объективную оценку эффективности инвестиций.

Хотя по сравнению с выплатами компаний в Национальный фонд социальные инвестиции добывающих компаний в Казахстане могут показаться незначительными, следует помнить, что в масштабах отдельного региона – это весьма значительные

суммы. При этом при условии эффективного управления даже малыми средствами порой можно достичь впечатляющего результата. Таким образом, применительно к социальным проектам вопрос заключается не столько в количестве выделяемых средств, а в качестве управления ими.

Как и в случае с проектами по строительству социальной инфраструктуры, добывающие компании охотно публикуют данные о суммах, выделенных на благотворительные проекты, однако в отсутствие доступа к детализированной сметно-проектной документации организациям гражданского общества непросто провести независимый мониторинг использования этих средств. Именно поэтому необходимо добиваться от местных органов власти и добывающих компаний повышения прозрачности и подотчетности при управлении социальными проектами, в том числе через создание многосторонних консультативных советов на местном уровне.

5.2. Местное содержание

Местное содержание – это процентное содержание:

- задействованных при исполнении контракта местных кадров (обычно указывается с разбивкой по категориям персонала с указанием отдельного процентного содержания по каждой категории в соотношении с иностранным персоналом, количество которого должно снижаться по годам по мере реализации обязательных программ обучения и повышения квалификации местных кадров);
- товаров, работ и услуг местного происхождения, приобретаемых как напрямую, так и посредством заключения договоров субподряда.

Как правило, для проведения нефтяных операций добывающая компания определяет организационную структуру проекта, а также количество и квалификацию работников. В контракте, который компания заключает с Республикой Казахстан, отдельно оговаривается, что при приеме на работу компания обязуется отдавать предпочтение гражданам Казахстана. Однако в большинстве случаев компании сталкиваются с дефицитом местных кадров требуемой квалификации. Поэтому в рамках этого же контракта компания принимает на себя обязательство вкладывать средства в обучение казахстанских граждан по требуемым специальностям, постепенно замещая иностранные кадры местным персоналом.

Вот как может выглядеть соответствующий раздел в условном контракте:

«Контрактор обучит ограниченное количество государственных лиц в области экономического анализа, нефтяной бухгалтерии, контрактного управления и материально-технического планирования по осуществлению нефтяных операций.

Контрактор обучит граждан Казахстана квалификации по нефтяным операциям.

При приеме на работу Контрактор потребует от Операционной компании и ее субконтракторов отдать предпочтение гражданам Казахстана.

Занятость включает следующие категории:

1. *Управленческий и руководящий персонал*
2. *Специалисты*
3. *Квалифицированные и технические работники*
4. *Административный и офисный персонал*
5. *Вспомогательные рабочие.*

Социальные проекты
«Карачаганак Петролеум
Оперейтинг Б.В.» (КПО)

Ежегодно КПО вкладывает в социальное развитие Приуралья \$10 млн. Социальные проекты осуществляют только местные строительные компании. Так, были возведены Ледовый дворец спорта, Казахский драматический театр, Детская деревня семейного типа. На средства КПО строятся и ремонтируются объекты здравоохранения и образования, объекты инвестиций выбирает местная власть. А фирмам-подрядчикам такие заказы облегчают получение подрядов у других иностранных операторов. Общий объем капитальных затрат в рамках проекта «Карачаганак» составляет свыше \$4.3 млрд., а срок действия соглашения о разделе продукции определен до 2038 г. Инвестиции в социальные проекты за это время приблизятся к полумиллиарду долларов.

<http://www.kpo.kz/cgi-bin/index.cgi/70>

Контрактор сделает все для достижения следующих уровней по найму граждан Казахстана, работающих в нефтяных операциях.

За четыре года после вступления контракта в силу:

<i>Позиции в категории 1 и 2</i>	<i>—></i>	<i>15%</i>
<i>Позиции в категории 3 и 4</i>	<i>—></i>	<i>20%</i>
<i>Позиции в категории 5</i>	<i>—></i>	<i>90%»</i>

В то же время, выступая на 20-м пленарном заседании Совета иностранных инвесторов 5 декабря 2008 г., министр индустрии и торговли Владимир Школьник привел следующую интересную информацию:

«По данным Министерства энергетики и минеральных ресурсов, на данное время заключено 575 контрактов на недропользование, из них:

- твердые полезные ископаемые – 378 контрактов;
- углеводородное сырье – 197 контрактов.

В трех контрактах, обеспечивающих 43,4% закупа, требование о казахстанском содержании не оговорено. В 572 контрактах, обеспечивающих 56,6% закупа, требование о казахстанском содержании присутствует в той или иной мере.

В 500 контрактах (87% рынка) имеется общее обязательство по казахстанскому содержанию без конкретных объемов. В 72 контрактах (13% рынка) имеется обязательство о наличии казахстанского содержания на уровне 50%. Из этого числа в двух контрактах имеется полное исполнение требований по казахстанскому содержанию, в 45 контрактах – частичное исполнение, и 25 контрактах исполнение требований не обеспечено.

Доля казахстанского содержания, рассчитанная как средняя по поставкам всей номенклатуры товаров, составляет для нефтегазового комплекса 8,4% и для горнорудного сектора 22%.

Закупки нефтегазового комплекса внутри страны имеют следующее распределение: машины, оборудование – 39%, металлы и изделия из них – 21%, химическая продукция – 14%, прочие товары – 26%.

Закупки горнорудного комплекса внутри страны имеют следующее распределение: продукция химической и связанных с ней отраслей промышленности – 42%; машины, оборудование, транспортные средства, приборы и аппараты – 27%, металлы и изделия из них – 11%, прочие товары – 20%»²¹.

По мнению министра, основные причины столь низких показателей:

- отсутствие единой методологии в определении понятия «казахстанское содержание», а также единой методики расчета казахстанского содержания в контрактах;
- неполное предоставление недропользователями информации о спросе на товары, работы и услуги и трудовые ресурсы;
- неполная информация об имеющихся отечественных поставщиках товаров, работ и услуг;
- ограниченность номенклатуры товаров, выпускаемых отечественными производителями для добывающего сектора;
- нехватка квалифицированных отечественных кадров.

21. Тезисы выступления министра индустрии и торговли РК В.С. Школьника на 20-м пленарном заседании Совета иностранных инвесторов, 5 декабря 2008 г., Алматы. Сайт: <http://www.fic.kz/Content/File/speeches-%20dec08/Minister%20Shkolnik-eng.doc>

В этом же докладе, говоря о мерах, которые Правительство РК предпринимает по увеличению казахстанского содержания, министр упомянул подписание с недропользователями двух меморандумов: «Меморандум о развитии местного содержания на сервисном рынке недропользования» и «Меморандум о реализации инициативы прозрачности деятельности недропользователей в осуществлении закупок». По словам министра, данные меморандумы подписала 41 компания нефтегазового сектора и 21 компания горнодобывающего сектора.

Во всех новых контрактах на недропользование Правительство намерено четко оговаривать обязательства недропользователей по увеличению местного содержания. Проектом Закона РК «О недрах и недропользовании» предусмотрена поэтапная процедура обеспечения интересов государства в области казахстанского содержания закупаемых недропользователями товаров, работ и услуг.

«Окончательные обязательства по использованию товаров, работ, услуг казахстанского происхождения в процентном выражении включаются в контракт на недропользование и являются одним из обязательных его условий. Кроме того, в контракт в обязательном порядке включаются размеры неустойки (штрафов, пени) за неисполнение недропользователем принятых им обязательств, в том числе по казахстанскому содержанию. В течение всего срока действия контракта компетентный орган осуществляет мониторинг и контроль за исполнением контрактных обязательств недропользователями в части приобретения ими товаров, работ и услуг казахстанского происхождения, в том числе проводит проверки и выносит предписания об устранении выявленных в ходе проверок нарушений. Кроме того, в случае выявления нарушений в части обеспечения необходимой степени казахстанского содержания в закупаемых товарах, работах и услугах предусматривается административная ответственность»²².

5.3. Международный опыт успешной реализации социальных проектов добывающих компаний. Проект «Акасса» (Нигерия)

По результатам проведенного в 2005 году исследования, проект компании Statoil-Hydro в штате Акасса получил престижную премию Всемирного нефтяного конгресса и был признан наилучшим социальным проектом, осуществленным в этой стране за 10 лет²³. Этот проект с недавних пор служит моделью для многих других нефтяных компаний, работающих в дельте реки Нигер. Отдельные элементы этого проекта могут быть успешно использованы и при реализации социальных проектов добывающих компаний в каспийском регионе.

Проект «Акасса» был начат в 1998 г. и финансировался компаниями StatoilHydro и BP. Проект предусматривает развитие по пяти направлениям:

В области развития человеческих ресурсов:

- поддержание здоровья;
- поднятие уровня образования взрослого населения;
- проблемы развития женщин и молодежи.

В области управления природными ресурсами:

- инвентаризация природных ресурсов с целью их эффективного развития;
- разработка модулей для системного управления природными ресурсами в будущем.

22. Закон суров — но недра нам дороже / «Казахстанская правда», 13.01.2009 г. Источник <http://www.zakon.kz/our/news/news.asp?id=30371390>

23. Сайт: www.statoilhydro.com/en/EnvironmentSociety/Sustainability/2007/Society/CountryCases/Nigeria/Pages/AkassaModel.aspx

В рамках проекта была создана система по обучению населения посредством тренингов, оказана поддержка организациям здравоохранения и образования, выделялись микрокредиты на различные значимые для региона инициативы.

Факторами успеха данного проекта по праву считаются: определение приоритетов финансирования при активном участии представителей местного сообщества, регулярное инвестирование средств со стороны компаний, осуществление независимого мониторинга реализации проекта местными НПО, а также реализация проекта непосредственно силами членов местного сообщества.

Сначала Pro Natura International (Институт инноваций и устойчивого развития – www.pronatura-nigeria.org) провел тщательную оценку проблем региона. Сотрудники организации жили в деревнях и вели дискуссии с местным населением об их проблемах, пытались одновременно выявить причины возникновения этих проблем. Впоследствии были выявлены ресурсы, уже имеющиеся в распоряжении региона и определены сферы, требующие дополнительного финансирования.

Затем к реализации проекта были привлечены сами члены сообщества. Участники проекта были разделены на команды, каждая из которых работала над достижением определенной цели. Таким образом, проект научил местных жителей активно участвовать в решении собственных проблем, Pro Natura International осуществлял лишь роль фасилитатора проекта.

Данный проект явился примером настоящего сотрудничества всех сторон по обеспечению устойчивого развития в регионе. Инновационный подход, выход за рамки традиционного подхода к социальной корпоративной ответственности принесли свои плоды. Более подробно об этом проекте можно почитать на сайтах www.pronatura-nigeria.org, www.nigerianews.net

Глава 6.

Нефтяные контракты и гражданское общество:
пути информирования общественности

6.1. Инициативы в области повышения прозрачности

6.2. Роль организаций гражданского общества в повышении прозрачности информации о доходах

6.3. Задачи, стоящие перед НПО, добивающимися большей прозрачности контрактов на недропользование

«Когда у общества нет времени на размышления, долго потом размышлять придется его потомкам».

Леонид С. Сухоруков

Итак, ответ на вопрос: «Кто окажется в выигрыше?», впервые прозвучавший в 2003 году с обложки одноименного отчета Института Открытого Общества, зависит от того, какой процент нефтяных доходов остается в стране и насколько эффективно государство распоряжается этими доходами.

Читатели настоящего пособия уже знают, что для того чтобы знать размер доходов, поступающих в распоряжение государства, необходимо в первую очередь изучить контракт, заключенный государством с недропользователем. Однако во многих странах, включая Казахстан, эти контракты и их условия объявлены конфиденциальной информацией и недоступны общественному контролю.

Тем не менее в последние годы в мире все чаще звучат призывы к большей прозрачности и подотчетности в вопросах получения и использования доходов от добывающей промышленности. Эти призывы находят свое воплощение в целом ряде инициатив, поддерживаемых международными финансовыми институтами (МФИ) и международными организациями гражданского общества.

Активность МФИ в этом направлении понятна, поскольку граждане развивающихся стран часто обвиняют их в действиях или, наоборот, в бездействии, ведущих к так называемому проклятию ресурсов. Действительно, иногда МФИ следует разделить ответственность с правительствами богатых ресурсами, но продолжающих оставаться бедными стран за то, что доходы от реализации минеральных ресурсов в большинстве случаев достаются не обществу. Для повышения эффективности управления доходами от добывающей промышленности МФИ разработали ряд очень интересных инициатив, которые следует иметь в виду любым организациям, работающим в этом направлении.

6.1. Инициативы в области повышения прозрачности

Обзор Всемирного банка по управлению в добывающем секторе (World Bank Extractive Industries Review Management Response).

Впервые представив данный обзор в 2000 г., Всемирный банк призывает к открытости контрактов и к более прозрачному управлению доходами в добывающем секторе. Особое внимание этому вопросу уделяется и в политике банка в первую очередь по отношению к государствам – собственникам природных ресурсов. Подчеркивая добровольный характер этих инициатив, Всемирный банк тем не менее последовательно демонстрирует, что ему предпочтительнее сотрудничать с более прозрачными правительствами. В то же время со стороны организаций гражданского общества все громче звучат призывы увязать требования прозрачности напрямую с доступом к кредитным ресурсам банка.

Политика обнародования информации и безопасности Международной финансовой корпорации – МФК (IFC Disclosure and Safeguard Policy).

Принятая еще в 1998 г., эта политика адресована не исключительно добывающим компаниям, а относится ко всем публичным компаниям. Призыв к более открытой политике и к обнародованию информации, к сожалению, оставляет компаниям много лазеек, позволяя предоставлять информацию в урезанном виде, прикрываясь коммерческой тайной. Чаще всего можно наблюдать, как компании делятся с общественностью относительно «безобидной» информацией: объемом и динамикой социальных инвестиций, вложенных в регион добычи, или количеством местных работников и т.д. Однако такая важная информация, как размер полученной прибыли в конкретной стране или цена продажи того или иного объема нефти на мировом рынке остается тайной за семью печатями.

Энергетическая политика Европейского банка реконструкции и развития (ЕБРР) (EBRD Energy Policy).

Согласно этой политике, банк предоставляет как правительствам, так и добывающим компаниям финансовую и техническую помощь, требуя при этом от заемщиков финансовой открытости. Однако в документе многие требования к открытости описаны слишком обобщенно, что подчас практически не дает возможности НПО отслеживать, как соблюдаются принципы прозрачности на практике.

Отчет о соблюдении стандартов и кодов Международного валютного фонда – МВФ (IMF Report on Observance of Standards and Codes – ROSC).

Это всеобъемлющий документ, в котором подробно описан процесс обеспечения прозрачности в добывающем секторе. Он включает стандарты обнародования информации, открытости бюджетного процесса, а также роль правительства в обеспечении большей прозрачности и подотчетности. См. <http://dsbb.imf.org/Applications/web/dqrs/dqrsroscs/>

Глобальная коалиция «Публикуй, что платишь» (Publish What You Pay' International Coalition).

Коалиция «Публикуй, что платишь» выступает за обязательное раскрытие информации о платежах добывающих компаний и о доходах государства от добывающей промышленности. Именно с таким призывом в 2002 г. ряд влиятельных международных организаций (в том числе – «Global Witness», Институт Открытого Общества, «Save the Children») объединились в коалицию, в настоящее время насчитывающую в своих рядах свыше 300 неправительственных организаций из более чем 50 стран мира. Члены глобальной коалиции «Публикуй, что платишь» также объединяются в национальные и региональные коалиции для достижения своих целей. Подробная информация о коалиции «Публикуй, что платишь» размещена на сайте www.publishwhatyoupay.org

Институт «Наблюдение за доходами» (Revenue Watch Institute – RWI).

Миссия RWI заключается в повышении прозрачности и подотчетности в богатых природными ресурсами странах через поддержку гражданских инициатив. Эта поддержка выражается в распространении информации, проведении тренингов, создании сетей и предоставлении безвозмездной финансовой помощи организациям и частным лицам, вовлеченным в процесс мониторинга государственных доходов и расходов. RWI прилагает все усилия для того, чтобы доходы, получаемые от добывающих отраслей промышленности, направлялись на обеспечение устойчивого развития и борьбу с бедностью. RWI продолжил работу, начатую в 2002 году программой Caspian Revenue Watch (в дальнейшем – просто Revenue Watch) Института Открытого Общества. Более подробная информация о деятельности RWI на сайте www.revenuewatch.org

Инициатива прозрачности добывающих отраслей промышленности (Extractive Industries Transparency Initiatives – EITI).

EITI связана с именем премьер-министра Великобритании Тони Блэра, который официально провозгласил ее в сентябре 2002 г. на саммите по устойчивому развитию в Йоханнесбурге. EITI отличается от инициативы «Публикуй, что платишь» добровольным участием добывающих стран в ее реализации. В то же время страна, присоединившаяся к EITI, обязана обеспечить раскрытие информации о выплатах всех добывающих компаний, действующих на ее территории. Информация о выплатах и поступлениях сверяется

независимой третьей стороной при активном участии организаций гражданского общества и публикуется в форме, понятной широкому кругу граждан. При этом сверяющая организация должна объяснить все возникающие при этом расхождения.

Первой страной, присоединившейся к ЕІТІ, был Азербайджан. С тех пор в этой стране уже были опубликованы 8 отчетов. Казахстан присоединился к ЕІТІ значительно позже – в июне 2005 г. В феврале 2008 года вышел первый отчет в рамках реализации ЕІТІ в Казахстане. Всего в настоящее время к ЕІТІ присоединились 30 стран, и это – не предел. В ближайшее время всем этим странам предстоит пройти так называемую валидацию – процесс независимой оценки соответствия всем стандартам этой инициативы.

Национальные коалиции НПО в богатых ресурсами странах.

НПО в нефтедобывающих странах стремятся активно способствовать повышению прозрачности доходов от добывающего сектора, объединяясь в коалиции, которые подчас становятся значительной гражданской силой, своеобразным рупором общества, с которым государству и правительству нельзя не считаться. В нашем регионе объединения НПО, работающих в сфере повышения прозрачности добывающего сектора, имеются в Азербайджане, Казахстане, Кыргызстане и Монголии.

Коалиция казахстанских НПО «Нефтяные доходы – под контроль общества!»

В июне 2004 г. группа казахстанских неправительственных организаций (НПО) объединилась в Коалицию «Нефтяные доходы – под контроль общества!». В основу деятельности коалиции легла идея о праве общества быть информированным о доходах от добывающей промышленности, а также через своих избранных представителей участвовать в процессе распределения этих доходов.

За четыре года своей деятельности количество членов Коалиции увеличилось с 16 до 63 НПО, представляющих все регионы Казахстана. Под провозглашенными целями объединились самые разные организации: экологические, правозащитные, молодежные и др.

Коалиция не является юридическим лицом – это свободное объединение казахстанских неправительственных организаций. Такая гибкая структура позволяет мгновенно реагировать на новые вызовы, проводить корректировку целей, задач и методов воздействия, влияния Коалиции для достижения максимального эффекта на процесс принятия решений.

Осенью 2004 г. Коалиция начала свою информационную кампанию и провела параллельно ряд мероприятий, направленных на привлечение внимания общества и Парламента к вопросу прозрачности нефтяных доходов в Казахстане.

Параллельно с деятельностью Коалиции дипломатические миссии стран, поддерживающих ЕІТІ, и ряд международных финансовых институтов, таких, как Всемирный банк и Европейский банк реконструкции и развития, вели активные переговоры с Правительством Казахстана и добывающими компаниями, убеждая их оказать поддержку ЕІТІ.

В результате 14 июня 2005 г., выступая на открытии Международной бизнес-конференции в Алматы, Президент Казахстана Н. Назарбаев заявил, что ЕІТІ имеет «полную политическую поддержку» руководства Казахстана. С этой даты и ведется отчет реализации ЕІТІ в Казахстане. Коалиции «Нефтяные доходы – под контроль общества!» на тот момент исполнился ровно год.

Коалиция выступила с рядом конструктивных замечаний относительно проекта меморандума о взаимопонимании, разработанного Министерством энергетики

и природных ресурсов РК, а также выступила с инициативой создания постоянно действующего Национального совета заинтересованных лиц по реализации ЕІТІ.

Национальный совет, являясь консультативным органом, предоставляет Коалиции реальную возможность влиять на процесс реализации ЕІТІ, и является форумом, в рамках которого продолжаются переговоры сторон по обеспечению большей прозрачности.

В январе 2008 года в Казахстане был выпущен первый Национальный отчет по ЕІТІ. В феврале Коалиция опубликовала свои комментарии по первому отчету, а также по процессу реализации ЕІТІ в Казахстане. Подробно о Коалиции можно узнать на сайте www.publicoversight.kz

6.2. Роль организаций гражданского общества в повышении прозрачности информации о доходах

НПО могут и должны играть ключевую роль в осуществлении мониторинга выполнения государством и добывающими компаниями контрактных условий. Правительство и компании являются заинтересованными сторонами в этом процессе, поэтому контроль со стороны правительства является необходимым, но недостаточным условием выполнения контрактов.

Однако гражданский контроль должен быть компетентным, а это требует от НПО получения необходимых знаний и навыков, постоянного повышения их профессионализма.

Можно выделить следующие направления гражданского участия:

1. Обеспечение доступа общественности к содержанию контрактов. В разных странах эта проблема решается по-разному. В Азербайджане подобной проблемы не существует благодаря тому, что все СРП имеют силу закона, а, следовательно, открыты для граждан. Во многих других странах, как, например, в Казахстане, эту задачу еще только предстоит решить.
2. Анализ условий контрактов с юридической и экономической точек зрения. Это достаточно трудоемкий процесс, но без него вряд ли возможно эффективно отслеживать процесс реализации контрактов.
3. Обеспечение регулярного доступа общественности к текущей информации о затратах, полученных прибылях, налогах и прочих параметрах выполнения контракта.
4. Аналитическая работа: альтернативные расчеты прибыли, оценка выполнения условий контракта и т.д.
5. Систематическое информирование общественности о результатах мониторинга, полученных сторонами доходах и т.п.

Виды нефтяных контрактов и особенности деятельности НПО по обеспечению прозрачности

Каждый контракт с добывающей компанией представляет исключительную важность для общества. До того, как станет возможным оценить эффективность управления государственными доходами, необходимо убедиться в справедливом распределении ренты между компаниями и государством. Для этого необходимо провести:

- анализ условий контракта,
- сравнение доходов компаний и государства,
- сравнение объема получаемых доходов с доходами государства в других добывающих странах.

Кроме того, следует помнить, что конечная выгода сторон оценивается не только пропорциями, заложенными в контрактах, а тем, как эти пропорции в действительности выглядят с точки зрения ежегодно получаемых реальных доходов. Иными словами, необходимо также определить, насколько реальная картина соответствует условиям контракта.

Разумеется, очень важно при проведении мониторинга учитывать специфику контрактов. Так, при отслеживании концессионных соглашений очень важно обратить внимание на:

- предварительные условия конкурса,
- состав участников аукциона,
- открытость и прозрачность всего цикла получения лицензий,
- то, соответствует ли среди множества участников компания-победитель критериям отбора наиболее выгодного контрактора.

Обычно в процессе работы по концессионным контрактам не возникает особых проблем с выполнением условий компаний. Обязательства по выплате налогов и иных отчислений так же, как и финансовая отчетность по полученной прибыли, довольно легко фиксируются благодаря тому, что почти все международные нефтяные компании работают по международным стандартам бухгалтерского учета. Тем не менее истории известны случаи обмана правительства компаниями. Поэтому необходимо постоянное внимание НПО к этим вопросам. В случае недостаточности знаний по узкотехническим вопросам всегда можно обратиться за помощью к профессиональным аудиторским и юридическим организациям.

С точки зрения мониторинга СРП занимает особое место среди нефтяных контрактов: по сравнению с другими видами контрактов СРП наиболее сложны для анализа.

В отличие от концессии, в которой концессионер вправе распоряжаться своей продукцией после уплаты всех налогов, при использовании СРП внутренняя финансовая отчетность имеет исключительное значение для добывающей компании. СРП предусматривает получение партнерами прибыли не в денежной форме, а в виде определенного объема сырой нефти, подлежащей дальнейшей реализации. При этом каждая сторона может сразу реализовать всю принадлежащую ей нефть, а может продавать ее отдельными партиями. При этом разные партии нефти будут реализовываться по разным ценам: в том, как быстро изменяется мировая цена на нефть очень легко убедиться. Не имея точной информации о том, по какой цене стороны реализовали принадлежащие им партии нефти, невозможно определить прибыль, полученную сторонами, в том числе и государством.

К сожалению, таких сложностей во взаимоотношениях партнеров по СРП довольно много. Поэтому регулярный профессиональный и независимый мониторинг заключения и выполнения СРП является неотъемлемым атрибутом обеспечения эффективности управления доходами.

При изучении СРП особенно важно уделять внимание следующим показателям:

1. Объему ежегодных капитальных и операционных затрат в ходе реализации контракта.
2. Текущей пропорции распределения прибыльной нефти между государством и компанией.
3. Объему налогов, выплаченных добывающей компанией в бюджет страны.
4. Цене, по которой компания реализует очередную партию нефти.

К сожалению, найти точную информацию по этим показателям отдельно по каждой компании в Казахстане очень сложно. При этом обобщенные данные по показателю З можно взять из отчетности, предоставляемой в рамках ЕПТ, а информация о цене реализации нефти иногда фигурирует в различных отчетах.

Учитывая долгосрочность и капиталоемкость проектов в рамках СРП, а также риски, сопровождающие период разработки и эксплуатации месторождений, компании обычно стараются застраховать себя от будущих неожиданностей. История национализации компаний и месторождений научила их быть предельно осторожными даже в самых «предсказуемых» странах.

Для того чтобы максимально обезопасить будущее контракта и быть уверенными в получении запланированных доходов, во время ведения переговоров компании обычно уговаривают правительство придать контракту статус закона. Тем самым они надеются получить гарантии стабильности в период, например, смены руководства страны. Изменение закона – процесс гораздо более хлопотный, чем пересмотр коммерческого контракта.

Понятно, что законный статус нефтяных контрактов не является абсолютной страховкой от будущих возможных изменений (в принципе, парламент может в любое время инициировать изменения в законодательных актах). Тем не менее в Азербайджане, где компании убедили правительство придать СРП статус закона, еще не было прецедента вмешательства законодательной власти в условия контрактов.

К тому же с точки зрения прозрачности статус закона требует от контракта абсолютной прозрачности, ведь закон не может быть засекреченным.

В Казахстане же для доступа к условиям контрактов представителям гражданского общества придется приложить немало усилий.

6.3. Задачи, стоящие перед НПО, добывающимися большей прозрачности контрактов на недропользование

6.3.1. Распространение информации о доходах, получаемых от нефтегазового сектора, среди целевых групп

Это очень важная работа, поскольку правительства предпочитают держать эту информацию в тайне или, по крайней мере, не говорить всей правды о получаемых доходах. Для достижения этой задачи необходимо определить подходящие целевые группы, члены которых способны оказывать влияние на формирование общественного мнения или государственной политики. Обычно это журналисты, представители экспертного сообщества, ассоциации и коалиции НПО, видные общественные или политические деятели (например, депутаты Парламента), международные организации, международные финансовые институты (МФИ) и т.п.

При анализе целевых групп нелишним будет составить матрицу «влияние – приоритет». Это поможет правильнее выстроить стратегию взаимодействия с этими группами. Ниже приведен пример такой матрицы, в которой представители разных целевых групп проранжированы по степени их влияния на решения, а также приоритета для организации, занимающейся распространением информации и продвижением рекомендаций по повышению прозрачности и подотчетности. При этом желательно делать более детализированные матрицы, так как эти целевые группы неоднородны и среди них всегда можно выделить более и менее влиятельных представителей.

Возможно также построение матриц и с другими переменными, хотя факторы

«влияние» и «приоритет» представляются наиболее важными.

Диаграмма 6. Пример матрицы «влияние – приоритет»



Источник: Программа *Kazakhstan Revenue Watch* Фонда *Copros-Kazakhstan*

При работе с целевыми группами очень важно выбирать именно ту информацию, которая представляет для них живой интерес. Например, при работе с общественностью нефтедобывающего региона всегда необходимо уделять особое внимание вопросам воздействия добывающей промышленности на окружающую среду и здоровье населения. Как правило, перед началом разработки месторождения органы власти (как исполнительной, так и представительной), а также добывающие компании проводят агитацию о необходимости подобных проектов и об их выгодах как для региона, так и для страны. Часто инициируются общественные слушания, в которых, как правило, население региона участвует очень активно. Необходимо всегда использовать подобные возможности для обсуждения вопросов, связанных с условиями заключаемых контрактов, разумеется, выбирая для этого наиболее удобные поводы и не выходя за рамки законов о свободе слова, проведении собраний и т.д.

6.3.2. Донесение рекомендаций до правительства и добывающих компаний

Эта задача является логическим продолжением предыдущей. На этой стадии, для того чтобы привлечь к диалогу представителей как правительства, так и добывающих компаний, необходимо сфокусировать основное внимание на размере ожидаемых доходов. Как правило, на начальных этапах ведения переговоров и правительство, и добывающие компании охотно называют определенные цифры, обещая гражданам страны «золотые горы» от этого проекта. От этих данных и надо отталкиваться. Причем эффективнее всего будет сначала адресовать все свои вопросы добывающей компании. В числе подобных вопросов должны быть следующие:

- каким образом получены столь большие данные о планируемых доходах?
- насколько реалистичны эти данные с учетом нестабильности ситуации на мировых рынках сырья?
- насколько справедлива предлагаемая схема раздела продукции с точки зрения государства?

Обычно транснациональные нефтяные компании или же крупные акционерные компании не жалеют средств на проведение хороших PR-кампаний в стране, где они

осуществляют деятельность. Кроме того, для добывающих компаний важно заручиться поддержкой местного населения на начальном этапе реализации проекта, обещая им помочь в решении некоторых социальных проблем в регионе. Поэтому в этот период компании охотно соглашаются инвестировать определенные средства на социальные проекты (ремонт сельских школ, детских садов, дорог местного значения). Позже может выясниться, что все эти инвестиции будут возвращены добывающим компаниям в период добычи и экспорта нефти и газа, причем с хорошими премиальными.

Надо также учитывать, что некоторые добывающие компании тоже проводят анализ целевых групп, составляя базу данных «подкупных, лояльных, приемлемых, опасных и особо опасных персон и организаций». Этими вопросами занимаются специальные отделы (например, внутренней безопасности), которые готовят для руководства компании специальные предложения по устранению или нейтрализации нежелательных лиц или организаций. В числе методов «устранения или нейтрализации» могут быть подкуп, привлечение к сотрудничеству на взаимовыгодных условиях, игнорирование, иногда устрашение. Разумеется, добывающие компании никогда не допустят утечки подобного рода информации, хотя сведения о подобной деятельности обычно всплывают на свет по прошествии времени (о методах работы главы компании “Standard Oil” миллиардером Джоном Рокфеллером написаны книги и сняты фильмы).

Учитывая вышеизложенное, НПО необходимо активно контактировать с добывающими компаниями, ставя своей целью получение информации, представляющей интерес для общества. Общественные слушания являются при этом действенным инструментом для достижения этой цели, и необходимо настаивать на их проведении независимо от того, нравятся это добывающим компаниям или нет.

6.3.3. Сравнительный анализ доходов, получаемых государством и добывающими компаниями

Данные такого анализа всегда представляют большой интерес, и в их распространении будут заинтересованы СМИ (и государственные, и оппозиционные, и независимые). При проведении такого анализа необходимо оценить доходы, получаемые сторонами на протяжении всего срока действия контракта, а это может быть и 20, и 40 лет. Любопытно, что при обсуждении этого вопроса и правительство, и компании часто проявляют завидное единство, уверяя, что применяемая в данном проекте схема раздела продукции является справедливой и выгодной в первую очередь для государства, принося многомиллиардные доходы и позволяя в короткие сроки решать разнообразные социально-экономические задачи. Однако в Казахстане сейчас проводится масштабная кампания по «восстановлению баланса интересов» недропользователей и государства, и в рамках этой кампании чиновники самого высокого уровня не скрывают: с сегодняшних позиций условия контрактов, заключенных на заре независимости, являются невыгодными государству. За последние два года Правительство Казахстана приняло ряд решительных мер, направленных на восстановление баланса интересов:

- национальная компания «КазМунайГаз» получила приоритетное право при выкупе долей в нефтегазовых проектах,
- государство в два раза увеличило свою долю в крупнейшем проекте «Кашаган»,
- проведена кардинальная реформа налоговой системы,
- при Налоговом комитете создан специальный департамент, осуществляющий мониторинг платежей недропользователей,

В Азербайджане в 1993-2000 гг., в эпоху подписания контрактов на разработку основных месторождений, добывающие компании пригласили на все свои общественные мероприятия представителей неправительственных организаций (включая тех, кто открыто называл иностранные нефтяные компании оккупантами отечественной экономики), а также руководителей оппозиционных политических партий. Теперь ситуация изменилась: все контракты подписаны, прибыльная нефть распределяется между государством и компаниями, при этом последние уже возместили значительную часть вложенных средств. Поэтому сейчас компании четко дают понять, что сегодня из всех целевых групп интерес для них представляет только правительство.

Даже в Туркменистане в период правления Сапармурата Ниязова, когда в стране полностью отсутствовала свобода слова и независимые СМИ, а неправительственные организации работали под строжайшим контролем государства, население узнавало прогнозные данные будущих доходов из выступлений президента, при каждом удобном случае подчеркивающего значимость освоения нефтяных и газовых месторождений для страны.

- Министерство энергетики и минеральных ресурсов расторгло ряд договоров с недропользователями за нарушение условий заключенных контрактов,
- и самое главное – государство законодательно закрепило за собой право расторгать контракты, если деятельность компаний противоречит национальным интересам.

Можно поэтому предположить, что на данном этапе Правительство Казахстана будет активно участвовать в дискуссиях на тему баланса интересов, инициированных представителями гражданского общества, а также делиться кое-какими своими расчетами. К участию в таких дискуссиях очень важно привлекать авторитетных и независимых экспертов: экономистов, юристов, политологов, а также приглашать как можно больше представителей СМИ. Необходимо помнить, что и правительство, и компании проводят тщательный мониторинг публикаций в СМИ, делая из этого определенные выводы. Не менее важно заинтересовать этой темой самые широкие слои общества, а для этого необходимо обеспечить выход регулярных публикаций в популярных изданиях.

Следует также всегда подчеркивать, что поднимая вопрос о доходах, получаемых государством и добывающими компаниями, НПО считают вовсе не «чужие деньги». Как уже подчеркивалось в предыдущих главах, недра принадлежат всей нации, а следовательно, вопрос распределения ренты – это вопрос защиты собственных, общенациональных интересов.

6.3.4. Сравнительный анализ схем по распределению доходов в Казахстане и других странах (как правило, внутренняя норма прибыли иностранных компаний в Казахстане и Азербайджане выше, чем в других странах мира)

Как известно, нефтедобывающие компании закрепляют за собой немало привилегий еще в ходе переговоров с правительствами развивающихся стран. Среди таких привилегий: низкие ставки налогообложения (например, в Азербайджане добывающие компании освобождены от уплаты НДС, а также налога на импорт и экспорт), неизменность налогового режима и основных пунктов коммерческого соглашения. Как правило, необходимость получения этих льгот обосновывается существованием высоких политических и экономических рисков. Однако, как свидетельствует мировая практика, иногда такие исключительные привилегии предоставляются компаниям в результате дачи прямых или косвенных взяток государственным служащим или руководителям национальных компаний.

Поэтому сравнительный анализ доходов, получаемых компаниями в разных странах, создает хорошую базу для дискуссий на тему, насколько условия подписанных правительством коммерческих соглашений соответствуют инвестиционному климату в стране.

6.3.5. Разработка рекомендаций по стратегии долгосрочного управления доходами

Известно, что не все богатые ресурсами страны живут одинаково. Для того чтобы в этом убедиться, достаточно сравнить уровень жизни населения в таких богатых ресурсами странах, как, скажем, Норвегия, Канада, Нигерия, Ботсвана, Венесуэла, Мексика,

Саудовская Аравия, Индонезия, Азербайджан и Казахстан. Причины существенных различий, которые мы неминуемо обнаружим, следует искать не только в истории, но и в культуре и традициях этих стран. К примеру, во многих европейских странах роскошный образ жизни порицается обществом, в то время как во многих странах Азии это считается нормальным и приемлемым. Протестантская трудовая этика – религиозно обоснованная доктрина о добродетельности труда, чуждости легких доходов, необходимости работать добросовестно и усердно – распространялась в Европе и США не только на основную массу населения, но и на элитные группы.

Западные страны также могут похвастаться традициями демократии, уходящими далеко в прошлое, в то время как для многих развивающихся стран такие понятия, как честные выборы, соблюдение прав человека и свобода слова являются относительно новыми понятиями. Многие ученые считают, что именно поэтому Норвегия стоит особняком в числе богатых ресурсами стран и что другим странам в ближайшие десятилетия вряд ли удастся добиться такого же ответственного и эффективного управления доходами.

С другой стороны, самая крупная нефтедобывающая страна в мире – Саудовская Аравия – не в состоянии обеспечить своих граждан теми благами, которыми они были обеспечены в середине 70-х годов прошлого столетия. Даже когда цена барреля нефти превышала 100 долларов, Саудовская Аравия не могла восстановить для своих граждан «социальный пакет» в том объеме, в каком они его когда-то получали. Причина проста: правительство этой страны так и не смогло добиться эффективного управления доходами от нефтегазовой промышленности. В результате уже несколько лет подряд в этой стране уровень инфляции выражается двухзначными числами, а стоимость потребительской корзины неуклонно растет. В 2003 году общий государственный долг Саудовской Аравии составлял \$170 млрд. Несмотря на то что власти Саудовской Аравии всячески поощряют образовательные программы, в этой стране ощущается нехватка не только квалифицированных врачей, но и среднего медицинского персонала. Численность населения Саудовской Аравии за последние 20 лет увеличилась в пять раз, и государству с каждым годом все труднее обеспечивать социальными благами граждан, которые в «золотой век» уже практически отвыкли работать. Показатель производительности труда в стране – один из самых низких в регионе.

Это и есть тема для общественных дискуссий о том, как избежать горького опыта Анголы, Нигерии или Судана. Ведь, в отличие от этих стран, у Казахстана много преимуществ – небольшая численность населения, хороший уровень образования, стремление страны к европейским ценностям, интерес правительства к экономической интеграции как на региональном уровне, так и на глобальном и т.д. Причем критерием успеха работы НПО можно будет считать внесение данного вопроса в повестку работы органов государственного управления.

6.3.6. Проведение опросов общественного мнения относительно ожиданий от деятельности нефтегазового сектора

Такие опросы очень важны для общества в целом, так как позволяют определить, в какой степени доходы от добывающей промышленности оказывают влияние на жизнь граждан. По результатам подобных опросов можно судить и об эффективности нефтегазовых проектов.

6.3.7. Использование различных форм взаимодействия с общественностью

- Публикация альтернативных отчетов о доходах и прочих выгодах, получаемых от деятельности добывающих компаний
- Проведение конференций на различные актуальные темы
- Публикации в СМИ о прозрачности и эффективности управления доходами от добывающих компаний в различных странах. Особенно интересно сравнивать результаты общественного мнения с данными о том, во что государство инвестирует крупные средства (к примеру, в Казахстане на проект «Актау-Сити» планируется потратить \$38-40 млрд., в Азербайджане на проект «Олимпиада-2016» будет затрачено \$20-28 млрд., а в упоминавшейся выше Саудовской Аравии в свое время построили самую большую в мире радиостанцию)
- Проведение опросов и составление индекса открытости компаний
- Объявление конкурса журналистских расследований о деятельности добывающих компаний, особенно в сфере привлечения иностранного персонала, а также расходования средств на их содержание. Вполне вероятно, что материалами этих публикаций заинтересуются не только общественность, но и представители правоохранительных органов
- Проведение общественных слушаний относительно расходования нефтегазовых доходов: направляются ли средства на решение первоочередных задач?
- Теле- и радиодискуссии на тему «Эффективное управление доходами от добывающей промышленности»
- Регулярные пресс-конференции (это полезно тем, что компании и правительство будут чувствовать над собой постоянный общественный контроль)
- Организация семинаров для различных аудиторий. Такая форма позволяет эффективно повысить информированность наиболее активной части общественности.

Глава 7.

Нефтяное Эльдorado. Уроки Саудовской Аравии

7.1. Политический строй

7.2. Большая нефть

7.3. Управление нефтяными доходами

*«Если вы можете сосчитать свои деньги,
значит, у вас нет миллиарда долларов».*

Пол Гетти, нефтяной магнат

Почему так важны контроль гражданского общества над нефтяными контрактами и необходимость публичной огласки их условий? Что нужно развивать государству в первую очередь – сырьевую отрасль или демократические ценности?

Для этого стоило бы совершить небольшой экскурс в Саудовскую Аравию – самую богатую страну с нефтяными запасами на Земле, и сделать соответствующие выводы.

Почему самая богатая нефтью страна по уровню жизни отстает от самой бедной страны Западной Европы?

И в Азербайджане, и в Казахстане общество уже имеет достаточное представление о феномене «проклятия ресурсов», а также наслышано о примерах как Нигерии (печально знаменитой растранижением четверти триллиона долларов нефтяных доходов), так и Норвегии. Однако многие имеют весьма туманные представления о самой крупной нефтедобывающей стране в мире – Саудовской Аравии, которая одновременно лидирует по запасам «черного золота».

Изучая путь, пройденный Саудовской Аравией, можно извлечь много полезных уроков. Правительство этой страны в попытках использовать огромные средства, поступающие в их распоряжение, на благо собственного народа затевало немало различных «строек века», однако вряд ли их можно назвать эффективными инвестициями.

7.1. Политический строй

Королевство Саудовская Аравия – абсолютная теократическая монархия. Король обладает всей полнотой исполнительной, законодательной и судебной власти, а также является религиозным лидером страны (его полномочия ограничены лишь нормами и традициями шариата). Исполнительная власть состоит из премьер-министра, первого заместителя премьер-министра и двадцати отраслевых министров, на должности которых выдвигаются только члены правящей Семьи. Законодательная власть в стране представлена Консультативной ассамблеей (Меджлис аш-Шура), состоящей из 150 членов, назначаемых королем на четырехлетний срок. Все инициативы ассамблеи должны пройти одобрение монарха, прежде чем обретут статус законов. Оппозиция в стране отсутствует.

По своим военным расходам Саудовская Аравия входит в первую десятку стран мира – ежегодно она тратит на оборону более \$30 млрд., или 9% от ВВП.

7.2. Большая нефть

Свой первый нефтяной контракт Саудовская Аравия подписала в 1933 г., а нефть начала добывать с 1938 г. Однако ключевую роль в мировой экономике саудовская нефть стала играть лишь после 1970 г., когда производство нефти в США достигло предела, а мировой спрос на нефть резко повысился. В то время Саудовская Аравия была единственным производителем нефти, способным поддерживать темп добычи на необходимом уровне. Воспользовавшись этой ситуацией, королевство сделало в 1974 г. резкий рывок вперед, превратившись на мировом нефтяном рынке в звезду первой величины с уровнем добычи свыше 8 млн. баррелей в сутки.

Мировые политические и экономические кризисы 70-х годов (арабо-израильская война 1973 г. и последовавшее за этим арабское нефтяное эмбарго, исламская революция в Иране 1979 г.) создали предпосылки для стремительного роста цен на нефть. В 1972 году цена сырой нефти составляла примерно \$3 за баррель, к концу 1974 года цена

увеличилась более чем вчетверо, а в 1981 году превысила отметку в \$31. В результате доходы Саудовской Аравии росли невиданными темпами.

Однако эта страна, которая долгое время управлялась одной семьей, а общество не имело возможности влияния на принятие каких-либо решений, не была готова к притоку такого количества нефтяных доходов (за период 1970-1980 гг. доходы Саудовской Аравии выросли с \$2,2 млрд. до \$105 млрд.). Первым симптомом возникновения «проклятия ресурсов» стало возникновение иждивенческих настроений в обществе. Другими словами, население просто перестало работать. В период первого нефтяного кризиса треть населения страны составляли приехавшие на работу иностранцы. В тот период все квалифицированные специалисты в нефтегазовом секторе были иностранцами, однако иностранная рабочая сила постепенно замещала местные кадры повсюду. Абсолютное большинство саудовцев работают в сфере обслуживания (чуть более 34%), доля же саудовцев, занятых в сфере промышленности (не связанной с добычей и переработкой нефти), – всего 1% от общей численности занятых. Немалое число саудовских граждан, получивших высшее и среднее образование в университетах и техникумах, создаваемых государством, стремится покинуть страну.

Вторым (классическим) симптомом стала стагнация и последовавший за ней упадок других отраслей промышленности, так как 80% государственных доходов и свыше 95% экспорта страны приходилось на нефть. По прогнозам западных аналитиков, Саудовская Аравия и в будущем обречена остаться нефтедобывающей страной. Здесь работают только отрасли, связанные с нефтегазовой промышленностью, а все остальное импортируется.

Наконец, население страны стало быстро расти, а это – главный враг экономики государства, в котором доминирует один сектор. За период 1970-2000 гг. численность коренного населения королевства увеличилась с 4 до 22 миллионов человек (на 400%).

В Саудовской Аравии валовый внутренний продукт (ВВП) на душу населения в два раза ниже, чем в самых бедных странах – членах Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР). По мнению автора книги «Закат Саудовской нефти» исследователя Метью Симмонса, «даже после многократного повышения цен на нефть по уровню жизни Саудовская Аравия дойдет до уровня Испании 2005 года лишь в 2024 году». В отраслевой структуре экономики по-прежнему преобладает нефтяная промышленность, которая обеспечивает 67,2% ВВП, еще 28,6% дает сектор услуг, а 4,2% приходится на сельскохозяйственный сектор.

Стремительный рост мировых цен на нефть не привел к значительному улучшению жизни граждан, зато привел к стремительному росту инфляции. Жизнь в Саудовской Аравии стала очень дорогой, и даже неквалифицированные иностранные рабочие требуют постоянного повышения заработной платы. Некоторые экономисты считают, что рост инфляции может привести к полному исчезновению среднего класса, создав положение, когда саудовское общество будет представлено бедными и богатыми, что приведет не только к коренному изменению существующей социальной структуры, но и к опасным последствиям для всего общества.

В то же время темпы добычи нефти в стране сдерживаются местными законами, запрещающими иностранным компаниям доступ к недрам, поэтому будущее экономики Саудовской Аравии действительно представляется довольно туманным. Исключение было сделано лишь раз, когда в марте 2004 г. сразу три иностранных компании – российский Lukoil, китайская Sinopec и СП итальянской Eni и испанской Repsol – подписали контракт с саудовским правительством о разработке месторождений и производстве нефти в стране.

7.3. Управление нефтяными доходами

Свои первые крупные доходы от нефти Саудовская Аравия направила в инфраструктурные проекты: реконструкция столичного аэропорта, обновление парка самолетов. На сегодняшний день в Саудовской Аравии 205 (!) аэропортов, что совсем не мало, учитывая размеры страны. Открытый в 1986 году мост Кинг-Фахд-Козуэй имеет длину около 25 км и соединяет Саудовскую Аравию с Бахрейном. Это самый дорогой мост в мире — его стоимость составляет \$36 млрд.

На всемирном экономическом форуме в Давосе в 2008 г. представители Саудовской Аравии представили план использования «нефтяных денег», включая строительство роскошных гостиниц, торговых центров и развлекательных парков, современных жилых кварталов для тысяч работников, занятых в нефтяной и нефтехимической промышленности.

Другой мегапроект — промышленный город имени короля Абдаллы на западе страны, площадь которого будет в три раза превышать размер острова Манхэттен (Нью-Йорк).

Необходимо отметить, что в заботах о благе своих подданных королевская семья не забывает и о себе. Принц Саудовской Аравии Валид Бин Талал любит купаться в роскоши: он стал первым частным лицом, купившим себе самолет-гигант Аэробус А380 (стоимость самолета по каталогу составляет \$320 млн. плюс на отделку самолета планируется потратить порядка \$200 млн.). Яхта Султана бен Абдул Азиз аль Сауда «Al Salamah» (обитель мира) — одна из самых крупных в мире. Одно только содержание судна такого класса обходится в \$20 млн. в год.

Ранее саудовское общество очень редко сталкивалось с фактами коррупции, однако с ростом цен на нефть наблюдается рост этого явления. По данным международной организации Transparency International, по уровню коррупции в 2007 г. королевство занимало 79-е (из 179) место в списке стран, исследуемых этой организацией²⁴.

Итак, в начале 70-х годов XX века Саудовская Аравия в полной мере испытала на себе последствия нефтяного бума. Непрерывно возрастающий поток финансовых средств создал тогда у правителей страны ложные представления о неисчерпаемости этого источника доходов и возможности легкого и безболезненного проведения экономических реформ. Первое привело к бесконтрольным и непроизводительным расходам, «перегреву» национальной экономики, а второе — к недоиспользованию производственных мощностей из-за нехватки квалифицированных рабочих рук и трудностей сбыта готовой продукции. Стремительная индустриализация вкупе с урбанизацией обострили проблему нехватки водных ресурсов и электричества.

Правящие и господствующие слои в королевстве составляют в основном одни и те же люди — около 7 тыс. эмиров королевской семьи Саудидов, родственные им кланы бедуинской «аристократии», верхушка бюрократии и крупной буржуазии. Хотя в условиях возросшей социальной мобильности облегчились условия для продвижения по вертикали, это происходит в административно-государственном аппарате, в меньшей степени — в бизнесе. Ключевые рычаги управления и господствующие позиции в экономической жизни прочно занимает семья Саудидов, превратившаяся из феодального клана в конгломерат различных корпораций и своеобразную «государственную партию».

Частными проявлениями нефтяного бума стали презрение к труду на производстве, стремление к стабильной работе в органах государственного управления, отношение к

24. Источник: http://transparency.org/policy_research/surveys_indices/cpi/2007

иностранным рабочим как к современным рабам (рабство в королевстве было отменено только в 1962 году).

За три десятилетия избыточного финансирования ни одна из арабских стран – экспортеров нефти, так и не смогла создать эффективной экономики за пределами нефтяного сектора. Отсюда вывод: в условиях традиционного общества сверхприбыль, полученная от экспорта нефти, не трансформируется в эффективные инвестиции и развитие демократических институтов. Считается, что по качеству региональных автомобильных дорог Саудовская Аравия занимает одно из последних мест среди соседних стран – экспортеров нефти.

Заключение

Большие доходы не гарантируют быстрого и устойчивого развития экономики. Уроки Саудовской Аравии должны служить напоминанием об этом. Правительство Казахстана заявило о стремлении войти в «первую десятку» нефтедобывающих стран к 2015 году. Если учесть относительно небольшую численность населения Казахстана, его практически всеобщую грамотность, наличие высококвалифицированных кадров в различных сферах, а также взятые Правительством обязательства по продолжению демократических реформ (отчасти связанные с тем, что в 2010 году РК займет пост председателя ОБСЕ), то Казахстан в эпоху нынешнего нефтяного бума находится в гораздо более выгодном положении, чем арабские нефтедобывающие страны в середине 70-х. Главное – извлечь уроки из чужих ошибок и обеспечить максимально прозрачное, подотчетное, а, следовательно, и эффективное управление доходами от добывающей промышленности.

На протяжении всей книги мы неоднократно подчеркивали, что нефть – это богатство, принадлежащее как нынешнему, так и будущему поколению. Мы понимаем, что «черное золото» может оказывать опьяняющее влияние на власть имущих, а, значит, обществу нужно все время быть начеку, чтобы благословение ресурсами не обернулось для страны проклятием.

НПО приходится учиться буквально на ходу, так как история не оставила им готовых рецептов, которые можно применить в деле повышения прозрачности и подотчетности. Стремление компенсировать этот недостаток и при этом наработать свой, во многом уникальный, опыт успешного взаимодействия с правительством и нефтяными компаниями является характерной чертой гражданского сектора Казахстана, и это не может не радовать.

Истории известно много поучительных примеров, когда правители принимали решения, отголоски которых были слышны спустя многие века. Волей судьбы сегодня молодым независимым нефтяным странам – Казахстану и Азербайджану – выпало счастье разрабатывать богатейшие месторождения нефти в этих удивительно красивых уголках земного шара, обеспечивая благосостояние своих народов на много столетий вперед. При этом следует учитывать неоспоримую закономерность: чем менее активно гражданское общество, тем больше ошибок допускает правительство страны. Однако многие ошибки обходятся слишком дорого.

Именно поэтому, наверное, стоит как можно скорее начать принимать активное и компетентное участие в процессе управления доходами. Вначале поинтересоваться о роли нефти и газа в росте благосостояния, затем попробовать вникнуть в суть контрактных обязательств и сверить их с реальностью. Мы не только имеем право как граждане, мы обязаны знать, справедливо ли учтены интересы народа при освоении принадлежащих ему богатейших месторождений.

Приложение 1.

Вопросы для работы с материалом

В процессе подготовки проекта, направленного на повышение прозрачности доходов от добывающей промышленности, подумайте над следующими вопросами и обсудите их с коллегами:

- 1) Как можно проанализировать изменения, произошедшие в социально-экономической сфере Казахстана за последние 10 лет, чтобы выявить, в какой степени:
 - изменился уровень жизни населения?
 - добыча нефти повлияла на развитие отраслей экономики, не связанных с добывающим сектором?
 - изменился уровень коррупции?
 - улучшилась система управления страной?
 - эффективно работают местные органы государственного управления?
- 2) Как вы можете использовать информацию из этого пособия в вашей деятельности по повышению прозрачности доходов от добывающей промышленности?
- 3) Что из полученной информации важно донести до общественности вашего региона?
- 4) Анализируя систему налогообложения в стране, вы можете обратить свое внимание на следующие моменты:
 - Каков совокупный бюджет страны? Какой сектор является основным источником доходов бюджета? Сколько платят налогов работающие в стране нефтяные компании? Как это соотносится с их доходами? Как это соотносится с тем, что они платят в других странах?
 - Эффективен ли механизм сбора налогов? Какие имеются лазейки для коррупции? Какой отчетности правительство требует от нефтяных компаний в отношении добычи и доходов?
 - Как отражается на экономическом росте страны повышение налоговой нагрузки в добывающем секторе? Как отражается на инфляции возможность большего расходования нефтяных доходов?
 - какая часть доходов от нефти расходуется на социальный блок (образование, здравоохранение, социальную защиту населения)?
- 5) Анализируя социальные последствия деятельности нефтяных компаний, обратите внимание на такие моменты:
 - Какие консультации проводили нефтяные компании с местным населением? Выходят ли эти консультации за пределы переговоров с ограниченным числом лиц? Предоставляется ли местному населению полная информация на языке местного общения?
 - Какие меры обеспечения безопасности приняты компанией? Какова именно природа взаимоотношений: т.е. контрактная, работодатель/служащий, агентство? Раскрыла ли компания данные о своих договоренностях и контрактах, связанных с обеспечением безопасности (в письменной форме или устной форме)? Как обстоят дела с соблюдением прав человека на этой территории? Раскрыла ли компания какие-либо соглашения, касающиеся прав человека?
 - Провела ли компания оценку рисков перед инвестированием? Каковы природа и характер этих рисков? Проведена ли оценка потенциальных

экологических рисков для региона или местности? Проведена ли оценка потенциальных нарушений прав человека? Доступна ли информация об этих рисках?

- Разрешают ли компания свободные, неограниченные, несопровождаемые и неконтролируемые посещения своих объектов журналистам, представителям экологических, правозащитных и др. общественных организаций?
- Проводилось ли перемещение местных жителей в связи с добычей нефти, строительством трубопровода или другими операциями? Предусматриваются ли компенсации, и если «да», то какие? Каков характер перемещения и при каких обстоятельствах оно осуществлялось?
- Сделала ли компания достоянием общественности содержание контракта с государством – собственником недр? Ограничивает ли договор возможности правительства по защите общественных интересов? Обеспечивают ли эти договоры соответствующее внимание к вопросам экспроприации и компенсации?

Следующий блок вопросов разработан специально для анализа контрактов на недропользование. Авторы пособия отдают себе отчет в том, что в условиях ограниченного доступа к информации НПО будет затруднительно получить ответы на многие из этих вопросов. Однако в целом они дают представление о том объеме информации, которая необходима для качественного анализа эффективности управления природными ресурсами. Даже в тех случаях, когда получить ответ на какой-либо из этих вопросов не представляется возможным, эти вопросы могут быть полезными, подсказывая, прозрачности какой информации необходимо добиваться.

6) Анализируя процесс подписания и содержание любого нефтяного контракта, обратите внимание на такие моменты:

- Кто консультирует правительство при подготовке контракта? Как эти специалисты были выбраны? Какой они имеют опыт? Сколько им будет заплачено, и кто им будет платить? Представляли ли в прошлом эти специалисты нефтяные компании или работали ли они для нефтяных компаний? Какие вознаграждения они получали от нефтяных компаний? Согласны ли они отказаться от выполнения работ для нефтяных компаний в течение оговоренного периода времени после того, как будут выполнены их обязательства перед правительством?
- В чем заключаются положения, согласно которым инвесторы могут прекратить добычу на месторождении или отказаться от дальнейших инвестиций в его разработку? Если нефтяная компания прекратила разработку месторождения, то каковы условия прекращения работ? Означает ли это приостановку разработки на год или на несколько лет?
- Есть ли в контракте положения, которые противоречат новым законам и нормам, которые имеют отношение к нефтяной промышленности?
- Какая цена нефти или газа будет использована при определении налогов и других компенсаций, которые должны выплачивать нефтяные или газовые компании?
- Если имеют место повторяющиеся нарушения требований к охране

окружающей среды, может ли и должен ли быть прекращен контракт? Если должен, то как определяются «повторяющиеся» нарушения? Если контракт прекращается, то в чьей собственности должны остаться производственные мощности?

7) Если правительство страны заключило лицензионный или концессионный договор, есть ряд вопросов, которые следует задать для лучшего понимания ситуации. Некоторые из этих вопросов в той же мере применимы к СП и СРП:

- Какой срок действия концессии? Сколько компаний приняло участие в торгах? Какую сумму предложил участник торгов, получивший контракт? Какие приглашенные со стороны специалисты консультировали правительство при подготовке концессионного договора?
- Какой срок выполнения программы работ и какую сумму согласился про-инвестировать участник торгов, получивший контракт? Какие нормы по охране окружающей среды должны соблюдаться и какая организация будет контролировать соблюдение этих норм? Будет ли кто-либо из жителей переселен, чтобы дать свободу действий для разработки природных ресурсов?
- Как будет делиться доход между правительством и местными органами государственного управления?
- Какая сумма будет выплачена за концессию и кому? Будут ли опубликованы условия концессионного договора? Подтвердят ли публично должностные лица компании, что они не делали выплат за концессию наличными или в не денежной форме кому-либо из государственных чиновников, членам их семей или друзьям? По каким критериям выбираются местные субподрядчики?

8) Если правительством заключен договор о совместном предприятии, то важно получить ответы на такие вопросы:

- Какова непосредственная цель СП? Разведка месторождения, разработка и/или добыча? Почему была выбрана форма совместного предприятия? Решение использовать СП требует, если не оправдания, то объяснения, почему государство-собственник согласилось допустить и принять разделение рисков и вытекающую из этого финансовую ответственность. Что правительство получает в обмен на принятие дополнительных рисков и обязательств?
- Какой вклад внесет каждая из сторон, например, деньги, технологию и/или управление? Что получит каждая из сторон? Какова ответственность каждой из сторон, например, добыча, продажа и/или правительственное координирование?
- Как долго будет существовать СП? Какие договоры лежат в основе СП : например, договор об учреждении СП, в котором изложены условия управления; договор об эксплуатации, в котором, помимо прочего, изложено, как должно осуществляться руководство нефтепромыслом?
- Каким образом СП должно прекратить свое существование или быть ликвидировано? Может ли одна сторона принять на себя права другой стороны и при каких обстоятельствах?

9) Анализируя СРП, обратите внимание на такие вопросы:

- Как определялись и выбирались инвесторы? Было ли конкурентное предложение?

- Какого типа выплаты получит правительство? Будут ли выплачены премии? Когда будут выплачены премии и в каком размере? Какие другие типы выплат делают компании? Каковы условия этих выплат? Будут ли компании платить налоги и если да, то по какой ставке? Будут ли они делать выплаты за право пользования недрами, когда начнется добыча?
- Как будет разделена прибыль между государством-собственником и нефтяными компаниями? Как будут рассчитываться доходы и расходы и как они будут разделены между компаниями и правительством?
- Обязаны ли эти компании инвестировать средства в местное сообщество, где они работают, например, в строительство школ и больниц? Будут ли привлекаться местные рабочие? Будут ли их обучать? Если «да», то предоставит ли правительство налоговые или другие финансовые уступки за такое обязательство? Будут ли затраты на это обязательство вычтены из прибыли или записаны на приход в соотношении 1:1 при налоговых выплатах?
- Как будут учитываться затраты на компенсацию ущерба окружающей среды? Подлежат ли эти затраты вычету? Подлежат ли они вычету при любых обстоятельствах, включая халатное поведение нефтяных компаний? Будут ли ответственность за такие расходы нести только нефтяные компании или они разделят ее с правительством?
- Как отражено использование местных товаров, услуг и рабочей силы в требованиях контракта? Каковы критерии выбора местных поставщиков?
- Каковы нормы амортизации и как они соответствуют порядку амортизации в других странах? Как рассчитывается цена на нефть?

Приложение 2. Справочная информация о нефтегазовом секторе Казахстана

1. Крупные месторождения Казахстана

«Тенгиз». Партнерство «Тенгизшевройл» (ТШО) – одно из крупнейших совместных предприятий в нефтяной отрасли Казахстана, было основано 6 апреля 1993 года. Его основная цель – разработка одного из крупнейших в мире Тенгизского нефтяного месторождения, расположенного в Западном Казахстане на территории Атырауской области. Его площадь составляет 565 кв. км. Коллектор месторождения имеет максимальную длину 21 км и ширину 19 км. Извлекаемые запасы месторождения оцениваются от 750 млн. до 1 млрд. 125 млн. тонн первичной нефти. Прогнозируемый объем геологических запасов составляет 3 млрд. 133 млрд. тонн. Вместе с более чем 1,8 трлн. кубометров попутного газа «Тенгиз» является настоящим сокровищем Казахстана.

Объем нефти, добытый ТШО в 2006 г. из месторождений «Тенгиз» и «Королевское», составил 13,318 млн. тонн при среднесуточной добыче в 291,19 тыс. баррелей. Компания, по сравнению с 1993 г., – годом начала деятельности ТШО, увеличила объемы добычи в 13 раз.

Помимо нефти ТШО занимается выработкой и другой высококачественной продукции. Весь объем сжиженного газа перерабатывается в основном для экспорта для производства пропана и бутана европейского качества. В настоящее время на «Тенгизе» есть две промышленные установки по производству гранулированной серы. Пуск в эксплуатацию этих установок позволил ТШО отгружать серу на рынки Китая, России, Казахстана, Узбекистана и стран, расположенных на Средиземном море. В 2006 году продажа серы достигла 1,65 млн. тонн.

Начиная с 1993 г. по конец 2006 г. прямые выплаты ТШО Казахстану превысили \$16,5 млрд.

В настоящее время партнерами в ТШО с соответствующими долями являются «Казмунайгаз» – 20%, Chevron Overseas Company – 50%, ExxonMobil Kazakhstan Venture Inc. – 25% и LUKArco – 5%. Срок контракта – 40 лет²⁶.

«Карачаганак». Месторождение «Карачаганак» в Западно-Казахстанской области является одним из крупнейших нефтегазоконденсатных месторождений в мире. Оно занимает площадь в 280 кв. км и содержит более 1,2 млрд. тонн нефти и конденсата и более 1,35 трлн. кубических метров газа.

Разработка месторождения проводится под руководством четырех международных компаний: BG (Великобритания), Eni (Италия), доля каждой из которых составляет 32,5%, а также Chevron (США) – 20% и «ЛУКОЙЛ» (Россия) с долей капитала 15%. С целью реализации Карачаганакского проекта эти компании объединились в консорциум Karachaganak Petroleum Operating B.V. (KPO).

KPO осуществляет свою деятельность в соответствии с Окончательным соглашением о разделе продукции, подписанным партнерами по международному консорциуму с правительством Казахстана в ноябре 1997 г. По условиям соглашения KPO будет осуществлять управление Карачаганакским проектом до 2038 г.

«Карачаганак» был открыт в 1979 году. В 1985 г. началась трубопроводная поставка небольшого объема газа и конденсата в Россию на перерабатывающий завод в г. Оренбург.

26. Источник: http://www.iteca.kz/ru/newspaper/2007/06_11.04-13.04.2007/006

В 1992 г. Правительство Республики Казахстан начало переговоры с иностранными партнерами о подписании соглашения о разделе продукции, и пять лет спустя КРО получила лицензию на разработку «Карачаганак» сроком на 40 лет.

В 2000 г. началась главная фаза разработки проекта – «Фаза 2», в рамках которой были построены новые объекты переработки газа и жидких углеводородов и обратной закачки газа в пласт, а также проложен 635-километровый экспортный трубопровод Карачаганак-Большой Чаган-Атырау, соединяющий месторождение с системой Каспийского трубопроводного консорциума (КТК) и позволяющий осуществлять транспортировку карачаганакской нефти до черноморского порта Новороссийск²⁷.

Месторождение «Кашаган» является самым крупным нефтяным месторождением в Казахстане, открытым в северной части Каспийского моря в пределах контрактного участка по СРП. «Кашаган» считается самым значительным открытием в мире после месторождения «Прудо Бэй» (Prudhoe Bay), открытого на Северном склоне Аляски в 1968 г. Месторождение, названное в честь казахского поэта XIX века, родившегося в Актау, занимает площадь примерно 75 км x 45 км. Подрядный участок в рамках СРП по Северному Каспию включает гигантское нефтяное месторождение «Кашаган» – первое крупнейшее морское месторождение в Республике Казахстан, а также месторождения «Юго-Западный Кашаган», «Актоты», «Кайран» и «Каламкас».

Контракт по типу СРП по «Северно-Каспийскому» проекту был подписан сроком на 40 лет 18 ноября 1997 г. с компаниями Agip Caspian Sea B.V., BG Exploration & Production Ltd., BP Kazakhstan Ltd., Den Norske Stats Oljeselskap a.s. (Statoil), Mobil Oil Kazakhstan Ink., Shell Kazakhstan Development B.V., Total Exploration Production Kazakhstan, «Казахстанкаспийшельф», «КазахОйл» (в настоящее время – Национальная компания «Казмунайгаз»).

Для проведения разведочных работ в рамках СРП по Северному Каспию в сентябре 1998 г. была создана компания Offshore Kazakhstan International Operating Company NV (ОКИОС). Учредителями ОКИОС стали 8 компаний, две из которых выступили в альянсе: «Казахстанкаспийшельф», Agip, British Gas, Mobil, Shell, Total и альянс BP-Statoil. Каждый из участников получил в ОКИОС по 1/7 доли.

Осенью 1998 г. «Казахстанкаспийшельф» продал свою долю участия в ОКИОС за \$500 млн. японской Indonesia Petroleum (Inpex) и американской Phillips Petroleum Co (по 7,14% каждой). В 2001 г. из ОКИОС вышли Statoil и BP (4,76% и 9,52% участия соответственно). В начале 2001 года консорциум ОКИОС определил единого оператора буровых работ. Им стала итальянская Agip. В связи с этим ОКИОС был трансформирован в Agip Kazakhstan North Caspian Operation Company (Agip KCO). В 2009 году, после подписания дополнительных соглашений к СРП, консорциум Agip KCO был преобразован и появилась новая операционная компания North Caspian Operating Company (NCOС), ставшая новым оператором этого проекта. В состав этой компании вошли все акционеры проекта (ENI-Agip, ExxonMobil, Inpex, ConocoPhillips, Shell, Total и «Казмунайгаз»), которые разделили свои функции следующим образом: бурение на офшоре – ExxonMobil, прочие офшорные работы – Shell, работы на берегу – Eni, общая координация операционной компании – Total, вопросы аудита – ConocoPhillips. «Казмунайгаз», увеличившая свою долю в проекте с 8,33% до 16,81%, присутствует в каждом из этих направлений.

27. Источник: Консорциум Karachaganak Petroleum Operating B.V. (<http://www.kpo.czgi/kzgi-bin/index.cgi/42>)

II. Экспортные нефтепроводы

Каспийский трубопроводный консорциум (КТК) – международная акционерная компания, построившая и эксплуатирующая нефтепровод КТК, который соединяет месторождения Западного Казахстана («Тенгиз», «Карагаганак») с российским побережьем Черного моря (терминал «Южная Озеревка» около Новороссийска). Протяженность нефтепровода – 1510 км. Мощность первой очереди – 28,2 млн. тонн нефти в год, в том числе 22 млн. тонн нефти каспийского происхождения.

Акционерами консорциума являются: правительство России – 24% (акции находятся в доверительном управлении АК «Транснефть»), Казахстана – 19% и Омана – 7%, а также компании Chevron Caspian Pipeline Consortium Company – 15%, LUKARCO B.V. (совместное предприятие «ЛУКОЙЛа» и British Petroleum) – 12,5%, Rosneft-Shell Caspian Ventures Ltd – 7,5%, Mobil Caspian Pipeline Company (структура ExxonMobil) – 7,5%, Agip International N.V. (структура Eni) – 2%, BG Overseas Holding Ltd – 2%, Kazakhstan Pipeline Ventures LLC – 1,75% и Oryx Caspian Pipeline LLC – 1,75%.

Изначально проект разрабатывался с тем расчетом, что его пропускная способность постепенно будет увеличена до 67 млн. тонн нефти в год. Экономика проекта КТК всегда основывалась на полном расширении системы с предположением, что заключительный его этап будет завершен в 2014 г. Однако в феврале-марте 2008 г. российские акционеры КТК отвергли предложение Chevron о начале финансирования проекта расширения КТК. Тем временем добыча на Тенгизском месторождении постепенно начинает превышать пропускную способность трубопровода КТК. В 2008 г. оператор месторождения «Тенгизшевройл» предполагает добыть 25-26 млн. тонн нефти (по отношению к приблизительно 14 млн. тонн в 2007 г.). В качестве альтернативного маршрута транспортировки тенгизской нефти «Тенгизшевройл», «Казмунайгаз» и Agip КСО (оператор месторождения «Кашаган») достигли договоренности о создании Казахстанской каспийской системы транспортировки (ККСТ), которая предусматривает доставку сырья на мировые рынки посредством нефтепровода Баку-Тбилиси-Джейхан.

Узень-Атырау-Самара. Нефтепровод является одним из основных экспортных маршрутов для транспортировки казахстанской нефти. Поставляемая по этому трубопроводу нефть далее транспортируется по системам нефтепроводов ОАО АК «Транснефть» и стран СНГ в направлении терминалов Черного и Балтийского морей, а также на рынки стран Европы.

Основной рост объема транспортировки нефти по данному направлению был достигнут начиная с конца 2000 г. и в 2001 г. за счет ввода противотурбулентной присадки на лимитирующих участках. Также проведенные Обществом работы по реконструкции нефтепровода Узень-Атырау-Самара позволили увеличить пропускную способность на участке Атырау-Самара с 12,3 до 16 млн. тонн/год, а объемы транспортировки с 11,8 млн. тонн в год в 2000 г. до 15,6 млн. тонн в год в 2006 году.

Атасу-Алашанькоу. 15 декабря 2005 года состоялась торжественная церемония завершения строительства линейной части нефтепровода Атасу-Алашанькоу. Заполнение нефтепровода технологической нефтью общим объемом порядка 400 тыс. тонн было закончено в мае 2006 г.

Реализация проекта строительства нефтепровода Атасу-Алашанькоу является значительным этапом в реализации стратегии многовекторности систем транспортировки нефти и обеспечивает нефтяным компаниям надежное и экономически эффективное направление поставок нефти на перспективный и быстрорастущий рынок Китая. Кроме того, нефтепровод позволяет задействовать транзитный потенциал Казахстана

для транспортировки в Китай российской нефти. Данный проект реализован ТОО «Казахстанско-Китайский Трубопровод» – совместным предприятием, созданным на паритетной основе (с долями участия по 50%) АО «КазТрансОйл» и CNODC – дочерним предприятием китайской национальной компании CNPC.

В целях обеспечения надежного и бесперебойного приема и транспортировки нефти по системе Атасу-Алашанькоу, АО «КазТрансОйл» провело ряд мероприятий по модернизации и реконструкции объектов Восточного филиала на участке Прииртышск-Атасу, Каракоин-Атасу и непосредственно самой ГНПС «Атасу», являющейся головной нефтеперекачивающей станцией нефтепровода Атасу-Алашанькоу.

По нефтепроводу Атасу-Алашанькоу в Китай поставляется нефть с месторождений Центрального Казахстана. Также возможны поставки нефти из западных регионов Казахстана, для чего в Атасу построена сливо-наливная эстакада для приема нефти с железнодорожных цистерн и дальнейшей ее перевалки в трубопровод Атасу-Алашанькоу. В 2006 году по трубопроводу было прокачено 2,161 млн. тонн нефти. Отметим, что протяженность данного трубопровода диаметром 813 мм составляет 962 км.

Кенкияк-Алашанькоу. Китай и Казахстан в августе 2007 г. подписали важные соглашения о сотрудничестве в нефтегазовой сфере, предусматривающие расширение нефтепровода Атасу-Алашанькоу и строительство второй очереди трубопровода до Каспия, которое было завершено в июле 2009 года. Нефтепровод Атасу-Алашанькоу был продлен до города Кенкияк и соединен с нефтепроводом Кенкияк-Атырау. Таким образом, была создана единая магистраль от Атырау до населенного пункта Алашанькоу на китайско-казахстанской границе. В Китае трубу планируется продлить до комплекса НПЗ Душаньцзы. Мощность нефтепровода составит 20 млн. тонн нефти в год.

III. ККСТ (Казахстанская каспийская система транспортировки нефти).

Проект создания транспортной системы Ескене-Курык-Баку предполагает транспортировку нефти с казахстанского побережья Каспийского моря в Баку и далее в мультитранспортном варианте рассматриваются различные: через трубопроводы Баку-пути: Супса и Баку-Тбилиси-Джейхан, и железной дорогой в грузинские порты Батуми, Поти и Кулеви.

Значительные прогнозные объемы добычи нефти на казахстанском шельфе Каспия подтверждают необходимость реализации данного проекта. Планируемая пропускная способность нефтепровода Ескене-Курык протяженностью 729 км на первом этапе составит 23 млн. тонн в год с последующим расширением до 56 млн. тонн. Этот нефтепровод позволит соединить расположенный в Ескене завод по подготовке нефти, поступающей с месторождений, с портом Курык, где планируется построить нефтеналивной терминал для приема крупнотоннажных танкеров.

16 июня 2006 г. между Казахстаном и Азербайджаном был заключен договор по содействию и поддержке транспортировки нефти из Республики Казахстан через территорию Азербайджанской Республики на международные рынки посредством системы Баку-Тбилиси-Джейхан. В апреле 2008 г. данный договор был ратифицирован Парламентом Казахстана.

Для реализации этого проекта предусмотрено создание совместного предприятия между национальными компаниями обеих стран – АО НК «Казмунайгаз» и Государственной нефтяной компанией Азербайджанской Республики (ГНКАР). Планировалось, что строительные работы будут начаты в конце 2008 г., а транспортная система заработает в 2012 г.

IV. Порт Актау.

Очень важным экспортным направлением для казахстанских нефтяных компаний является каспийский порт Актау, где АО «КазТрансОйл» осуществляет перевалку нефти с трубопроводного и железнодорожного транспорта в танкеры.

В настоящее время на нефтеналивные терминалы порта нефть поставляется:

- по существующему нефтепроводу Каламкас-Каражанбас-Актау;
- железнодорожным транспортом с месторождений Западного Казахстана, Актюбинского и Кумкольского регионов.

Экспорт нефти из порта Актау осуществляется по следующим направлениям:

- по маршруту Актау-Махачкала с перевалкой в трубопроводную систему ОАО АК «Транснефть» и дальнейшей поставкой по нефтепроводу Махачкала-Новороссийск;
- мультимодальная (с использованием нескольких видов транспорта) транспортировка нефти танкерами или посредством парома для перевозки нефти в железнодорожных цистернах по маршруту Актау-Баку с дальнейшей поставкой железнодорожным транспортом до черноморского порта Батуми;
- поставка нефти в порт Нека (Иран).

В 2006 г. активное развитие указанных экспортных маршрутов позволило обеспечить рост объемов перевалки нефти в танкеры в порту Актау через систему АО «КазТрансОйл» до более чем 8,5 млн. тонн.

V. Магистральные газопроводы

Создание в СССР единого народнохозяйственного комплекса послужило причиной построения на территории Казахстана крупнейших магистральных газопроводов Бухара-Урал, Средняя Азия-Центр и Бухара-Ташкент- Бишкек-Алматы, по которым до сих пор голубое топливо доставляется потребителям. В настоящее время газомагистралями страны управляет госкомпания АО «КазТрансГаз». Годовой объем магистральной транспортировки уже несколько лет находится на уровне 110-120 млрд. кубометров; прогноз на нынешний год составляет около 130 млрд. кубометров.

Средняя Азия-Центр. Газопровод Средняя Азия-Центр остается единственным экспортным выходом в дальнее зарубежье, кратчайшим международным транзитным путем доставки туркменского и узбекского газа через территорию Казахстана в европейскую часть России и далее в страны Западной Европы. В начале 60-х гг. были открыты крупные месторождения газа в Средней Азии, а в июле 1966 г. коллегия Госстроя бывшего Союза рассмотрела проектное задание на строительство первой очереди магистрального газопровода Средняя Азия-Центр протяженностью 3180 км. Первая очередь газопровода была введена в эксплуатацию в 1967 г.

Если за 2000 г. общий объем транзита газа по системе Средняя Азия-Центр составил 32,1 млрд. кубических метров в год, то в 2005 г. возрос до 46,4 млрд. кубометров. По прогнозу к 2010 г. по системе Средняя Азия-Центр планируется увеличение объемов транспортировки газа до 75 млрд. кубических метров. После реконструкции и строительства новых веток пропускная способность газопроводной системы Средняя Азия-Центр составит до 90 млрд. кубометров газа в год.

Бухара-Урал. В конце 50-х годов прошлого века возле города Бухары было открыто газовое месторождение «Газли». После разведочных работ выяснилось, что под бухарской пустыней содержатся запасы газа в объеме 480 млрд. кубометров. Такие запасы считались тогда практически неистощимыми. Общая протяженность магистрального газопровода Бухара-Урал в однниточном исчислении составила 4464 км труб диаметром 1020 мм. Построено 17 компрессорных станций, 22 газораспределительных станции. Трубопровод был введен в эксплуатацию в 1965 г.

Бухарский газоносный район – Ташкент-Бишкек-Алматы. В 2004 году «КазТрансГаз» изъявил желание приобрести данный трубопровод. В связи с этим в 2005 г. было создано СП «КырКазГаз» – совместное кыргызско-казахстанское предприятие, осуществляющее транспортировку природного газа по магистральному газопроводу Бухарский газоносный район – Ташкент-Бишкек-Алматы на север Кыргызстана и южные области Казахстана. Летом 2005 года СП получило в доверительное управление активы пролегающего по территории Киргизии участка магистрального газопровода БГР-ТБА. Учредителями СП «КырКазГаз» на паритетных началах являются «КазТрансГаз» и АО «КыргызГаз».

VI. Планируемые газопроводы

Казахстан-Китай. Газопровод будет поставлять в КНР газ, покупаемый Китаем в рамках китайско-туркменского соглашения о сотрудничестве (2006 г.). Оно предусматривает поставку в Китай 30 млрд. куб.м туркменского газа в 2009-2038 гг. Газопровод будет иметь пропускную способность 40 млрд. куб. м в год. Согласно схеме, он будет идти от Хоргоса на китайско-казахстанской границе, разделяясь на две ветви в районе Шымкента. Одна пойдет через Узбекистан в Туркмению, вторая – к казахстанскому месторождению Бейнеу. Газопровод будет находиться в совместной собственности «Казмунайгаза» и Китайской национальной нефтяной компании (в равных долях). За счет своей квоты казахстанская сторона будет предоставлять китайцам право на прокачку 10 млрд. куб. м газа в год.

Прикаспийский газопровод. Россия, Казахстан и Туркменистан подписали 20 декабря 2007 г. в Москве соглашение о Прикаспийском газопроводе, которое предусматривает сооружение трубопроводных и транспортных артерий вдоль восточного побережья Каспия. Длина туркменского участка составляет 300 км, казахстанского – 1500 км, а российского – около 30 км. Инвестиции в строительство каждая из сторон будет осуществлять самостоятельно. План проекта предусматривает в 2009-2010 гг. реконструкцию старого трубопровода Средняя Азия-Центр-3 от туркменского Бегдаша до казахстанского Бейнеу и далее с прокачкой 10 млрд. кубометров в год. А на втором этапе – в 2010-2017 гг. – строительство нового газопровода до Александрова Гая на российско-казахстанской границе с пропускной способностью 20 млрд. кубометров в год. В результате будет создана Прикаспийская газопроводная система с пропускной способностью 30 млрд. кубометров газа в год против 0,46 млрд. кубометров, прокачанных в 2006 году. Уполномоченными организациями для реализации проекта определены ОАО «Газпром», АО «Национальная компания «Казмунайгаз» и ГК «Туркменгаз».

VII. Экспорт нефти.

Основным направлением транспортировки казахстанской нефти остается российское направление.

В 2007 г. транспортировано на экспорт 60605,9 тыс. тонн нефти по направлениям:

- Атырау-Самара – 15974,9 тыс. тонн;
- КТК – 25566 тыс. тонн;
- Атасу-Алашанькоу – 4767 тыс. тонн;
- Оренбургский газоперерабатывающий завод – 2549 тыс. тонн конденсата;
- Порт Актау – порядка 8862 тыс. тонн;
- Железнодорожный транспорт – 2888 тыс. тонн.

Приложение 3. Некоторые СРП Азербайджана и Казахстана

1. СРП с правительством Азербайджана, по которым ведется добыча нефти и газа

Операционные компании	Месторождения	Примечания	Операторы проектов
1. АЮС	“Азери”, “Чыраг” и “Гюнешли”	Подписан 20 сентября 1994 года. Утвержден парламентом Азербайджана 15 ноября 1994 года. Президентским указом вступил в силу 12 декабря того же года. В январе 1995 года АЮС приступила к осуществлению своих контрактных обязательств.	BP
2. BP Exploration (Shah-deniz) LTD	“Шах-дениз”	Подписан 4 июня 1996 года. Утвержден парламентом Азербайджана 4 октября 1996 года. Президентским указом вступил в силу 9 октября того же года.	BP
3. Salyan Oil Ltd. (SOL)	“Кюрсенги” и “Гарабаглы”	Подписан 15 декабря 1998 года в Баку. Утвержден парламентом Азербайджана 16 апреля 1999 года. Президентским указом вступил в силу 27 апреля 1999 года.	CNPC
4. Karasu Operating Company (KOC)	“Келаметдин” и “Мишовдаг”	Подписан 12 сентября 2000 года в Баку. Утвержден парламентом Азербайджана 25 октября того же года. Президентским указом вступил в силу 5 ноября 2000 года.	Nations Energy
5. Gobustan Operating Company (GOC)	“Юго-Западный Гобустан”	Подписан 2 июня 1998 года в Баку. Утвержден парламентом Азербайджана 13 ноября 1998 года. Президентским указом вступил в силу 1 декабря 1998 года.	CNPC
6. Kura Valley Company (KVC)	“Падар”	Подписан 27 апреля 1999 года в Вашингтоне. Утвержден парламентом Азербайджана 25 июня 2000 года. Президентским указом вступил в силу 25 июля 2000 года. Добыча начата с 2007 года.	Nations Energy
7. AzShengli Operating Company	“Пирсаат”	Подписан 4 июня 2003 года в Баку. Утвержден парламентом Азербайджана 2 декабря 2003 года. Президентским указом вступил в силу 26 декабря 2003 года.	Shengli Oil
8. Binagadi oil Operating Company	блок “Бинагади”	Подписан 18 июня 2004 года в Баку. Утвержден парламентом Азербайджана 29 апреля 2005 года.	AZEN Oil

9. Garachukhur oil Operating Company	блок "Гарачухур"	Подписан 29 сентября 2004 года в Баку. Утвержден парламентом Азербайджана 29 апреля 2005 года.	Noble Sky
10. Surakhani oil Operating Company	блок "Сураханы",	Подписан в августе 2004 года в Баку. Утвержден парламентом Азербайджана 29 апреля 2005 года.	RAFI Oil
11. Absheron Operating Company	"Зых" и "Говсаны"	Подписан 3 ноября 2005 года в Баку. Утвержден парламентом Азербайджана в апреле 2007 года.	"РуссНефть"

2. СРП с правительством Азербайджана, по которым ведется разведка

Операционные компании	Месторождения	Примечания	Операторы проектов
1. LUKARCO Operating Company Ltd.	D-222	Подписан 4 июля 1997 года в Москве. Утвержден парламентом Азербайджана 4 ноября того же года. Президентским указом вступил в силу 5 декабря 1997 года.	LUKoil
2. BP Exploration (INAM) Ltd.	"Инам"	Подписан 21 июля 1998 года в Лондоне. Утвержден парламентом Азербайджана 1 декабря того же года. Президентским указом вступил в силу 28 декабря 1998 года.	BP

3. СРП с правительством Казахстана, по которым ведется разведка и добыча

Операционные компании	Месторождения	Примечания	Доли участников
Karachaganak Petroleum Operating B.V.	«Карачаганак»	Окончательное СРП было подписано 1997 году сроком на 40 лет.	BG – 32,5% ENI – 32,5% Chevron – 20% КазМунайГаз – 20% Lukoil – 5%
NCOC	Кашаган	СРП был подписан в 1997 году сроком на 40 лет, однако в 2008 году по результатам переговоров участников консорциума в него были внесены существенные изменения	КазМунайГаз – 16,81% ENI – 16,66% Exxon – 16,66% Shell – 16,66% Total – 16,66% Inpex – 8,28% ConocoPhillips – 8,28%

СП «Курмангазы- Петролеум»	"Курмангазы"	СРП подписано в июле 2005 г. По данным информационного агентства "Нефтегазовая вертикаль", в соответствии с условиями СРП 10% добываемой на Курмангазы нефти будет поставляться на казахстанский рынок по внутренним ценам, а остальные объемы предполагается экспортировать. Прогнозные ресурсы 0,3-1,8 млрд. т нефтяного эквивалента	"Казмунай-тениз" (дочерняя компания "Казмунай-газ") - 50%, ООО RN-Kazakhstan (дочерняя компания "Роснефть")- 25%, "Зарубеж-нефть" - 25%
Тюб-Караган Оперейтинг Компани Б. В.	"Тюб-Караган»	СРП подписано в декабре 2003 г. Пробуренная в 2005 г. первая разведочная скважина оказалась сухой	"Лукойл оверсиз" – 50%, «КазМунай-Газ» - 50%

Приложение 4.

Ссылки на полезные интернет-ресурсы

- 1) Информация о важнейших месторождениях нефти и газа в Казахстане:
<http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Kazakhstan/kazaproj.html>
- 2) Совет иностранных инвесторов при Президенте РК:
<http://www.fic.kz/>
- 3) Министерство энергетики и минеральных ресурсов РК:
<http://www.memr.gov.kz/>
- 4) АО НК «КазМунайГаз»:
<http://www.kmg.kz/>
- 5) Агентство РК по статистике:
<http://www.stat.kz/>
- 6) Barrows Company, он-лайн библиотека законов и контрактов в нефтегазовом и горнодобывающем секторах:
<http://www.barrowscompany.com>
- 7) Налоговый комитет Министерства финансов РК:
<http://www.salyk.kz>
- 8) Platts – одно из ведущих мировых информационно-аналитических агентств в области энергетики:
<http://www.platts.com>
- 9) EITI (Extractive Industries Transparency Initiative) –
Инициатива прозрачности добывающих отраслей промышленности:
<http://www.eitransparency.org>
- 10) RWI (Revenue Watch Institute) – Институт наблюдения за доходами:
<http://www.revenuewatch.org>
- 11) PWYP (Publish What You Pay) – глобальная коалиция «Публикуй, что платишь»:
<http://www.publishwhatyoupay.org>
- 12) Программа Kazakhstan Revenue Watch Фонда Сорос-Казахстан:
<http://www.krw.kz>
- 13) Центр мониторинга общественных финансов (Азербайджан):
<http://www.pfmc.az>

Приложение 5. Глоссарий

Бонус – разовый платеж, выплачиваемый недропользователем при заключении соглашения и/или по достижении определенного результата. Различают три вида бонусов: подписной бонус (выплачивается при подписании контракта), бонус коммерческого обнаружения и бонус добычи (выплачивается при достижении определенного объема добычи).

Внутренняя норма рентабельности (IRR) – выражает степень возврата вложенных средств или, иными словами, показывает рентабельность данного проекта.

Газовый конденсат – смесь жидких углеводородов, выделяющаяся из природных газов при снижении температуры и пластовых давлений. Газовый конденсат используется как топливо, а также для переработки в бензин, дизельное и печное топливо.

«Датированный Brent» – международная эталонная котировка нефти. По этой котировке нефть поставляется на определенную дату, при этом дата поставки определяется за 15 дней.

Коэффициент налоговой нагрузки (КНН) – соотношение между суммой уплаченных налогов и других обязательных платежей в бюджет (без учета сумм погашенной задолженности) к совокупному годовому доходу предприятия за отчетный период.

Компенсационная нефть – добытая нефть, которая по условиям СРП направляется на возмещение понесенных инвестором затрат (капитальных и эксплуатационных). Оставшаяся нефть, называемая прибыльной, подлежит разделу между государством и инвестором на условиях СРП.

Концессия – метод приватизации, при котором частный инвестор за фиксированную плату или определенный процент от прибыли получает право использовать принадлежащие государству основные активы.

Контракт – договор, соглашение со взаимными обязательствами заключивших его сторон, подкрепленное соответствующим подписанным документом. В контракте, связанном с добычей нефти, определяются механизм инвестирования и доли пайщиков, в соответствии с которыми впоследствии и складывается способ получения сторонами адекватного объема доходов.

Налоговая база – количественное выражение объекта налога.

Объект налога – то, что именно облагается налогом (земля, доход, реализация и т.д.).

Роялти – плата за право разработки и добычи природных ресурсов, перечисляемая недропользователем собственнику ресурсов.

Трансфертная цена – цена, используемая внутри компании при расчетах между самостоятельными подразделениями.