

ОСНОВНЫЕ ВИДЫ И УСЛОВИЯ СОГЛАШЕНИЙ, ДЕЙСТВУЮЩИХ В НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ КАПИТАЛИСТИЧЕСКИХ ГОСУДАРСТВ МЕЖДУ ТНК И ПРИНИМАЮЩИМИ СТРАНАМИ

На протяжении подавляющей части XX столетия главенствующую роль в капиталистическом нефтяном хозяйстве играли семь крупнейших транснациональных компаний: "Эксон", "Ройал Датч-Шелл", "Бритиш петролеум", "Галф ойл", "Тексако", "Мобил ойл", "Стандард ойл оф Калифорния" ("Сокал"). Занимая господствующие позиции в добыче нефти (на их долю в 1970 г. приходилось 60% активов в добыче нефти и 50% ее продаж в не социалистическом мире), эти компании держали полностью под своим жестким контролем ее транспортировку, переработку и сбыт.

Фирмы, входящие в нефтяной картель, обладали по существу неограниченными и только им подконтрольными возможностями удовлетворять практически любой прирост спроса на жидкое топливо в не социалистическом мире, в основном за счет разработки ресурсов развивающихся стран. Реализация этих возможностей была в значительной степени обусловлена сложившейся к тому времени практикой взаимоотношений компаний нефтяного картеля, с одной стороны, и развивающихся государств, в недрах которых к началу 70-х годов было сосредоточено $\frac{9}{10}$ мировых (исключая социалистические страны) доказанных извлекаемых запасов нефти, с другой.

До начала 70-х годов договорные отношения между нефтяными компаниями и правительствами нефтедобывающих государств носили повсеместно концессионный характер, не предусматривая практически никакого управления или контроля со стороны принимающего правительства и оставляя для его страны незначительное финансовое вознаграждение, размер которого полностью зависел от решения компаний относительно уровня добычи и цен на нефть. Покупателями нефти в основных государствах-импортерах были в то время, как правило, отделения корпораций, осуществлявших добычу и

экспорт в рамках концессионных соглашений с принимающими странами (доля внутрифирменных поставок в международной капиталистической торговле нефтью оценивалась примерно в 70%).

В начале 70-х годов позиции международного нефтяного картеля, ранее безраздельно господствовавшего на рынке нефти, заметно ослабли в результате перехода контроля над добычей основной массы нефти, поступающей в каналы международной торговли, к государствам — членам ОПЕК. В первых, изменился характер договорных отношений между ТНК и правительствами принимающих стран (последние стали широко применять различные не концессионные формы соглашений с нефтяными компаниями); во-вторых, с обеих сторон резко расширилась номенклатура, следовательно, увеличилось количество субъектов указанных договорных отношений: в их число в 70-е годы вошли государственные и смешанные компании нефтедобывающих стран, с одной стороны, государственные компании капиталистических стран и многочисленные фирмы-аутсайдеры — с другой.

В итоге в начале 80-х годов не концессионные формы договорных отношений с иностранными нефтяными фирмами либо уже существовали на практике, либо предусматривались действующим законодательством примерно в 60 нефтедобывающих (или потенциально нефтедобывающих) странах, на долю которых приходилось около $\frac{1}{2}$ мировой добычи нефти. Посредством же внутрифирменной торговли в это время реализовалось уже 10% всего капиталистического экспорта, хотя по каналам международного нефтяного картеля на мировой капиталистический рынок поступала примерно $\frac{1}{2}$ добытой нефти ($\frac{4}{5}$ этого количества закупалось монополиями на коммерческой основе).

За последние полтора десятилетия в СССР была выпущена обширная литература, посвященная пе-

рестройке мирового нефтяного хозяйства. Ряд публикаций в той или иной степени затрагивал трансформацию договорных отношений между ТНК и правительствами принимающих нефтедобывающих стран.

Первоначально эти вопросы были отражены в трудах специалистов ВНИКИ Л. И. Комлева, Д. Я. Пензина, А. Д. Казюкова, А. А. Рогожина, В. В. Бирилина, Г. В. Новикова, В. С. Глуходеда, В. В. Мясникова. Впоследствии различные стороны эволюции взаимоотношений нефтедобывающих стран и нефтяных монополий были освещены в монографиях Р. Н. Андреасяна и А. Д. Казюкова, А. А. Симония, А. Е. Примакова, Р. О. Инджикяна.

Во многих из указанных исследований подробно описывается хронология событий в борьбе нефтедобывающих государств за суверенные права над своими природными ресурсами или содержится детальное изложение условий отдельных соглашений между нефтяными монополиями и правительствами конкретных принимающих стран.

Резкое увеличение номенклатуры и числа субъек-

тов в "верхнем" эшелоне капиталистического нефтяного хозяйства (разведка и добыча) наряду с изменением характера договорных отношений между нефтедобывающими странами и монополиями и постоянной модификацией условий действующих соглашений между ними создали видимость чрезвычайного многообразия действующих в настоящее время форм этих соглашений.

Возможно, это и послужило основной причиной, из-за которой авторы указанных работ не ставили перед собой цель обобщить новые формы отношений нефтяных компаний со странами-производителями. Попытка восполнить этот пробел и была предпринята в настоящем исследовании¹.

Считая наилучшей формой обобщения классификацию, автор попытался классифицировать основные виды существующих в капиталистической нефтяной промышленности соглашений и сопоставить их основные условия, уделяя особое внимание финансовому механизму, исключая хронологический аспект эволюции, сводя исследование лишь к анализу содержания соглашений.

ВИДЫ СОГЛАШЕНИЙ

Все действующие в настоящее время в мировой нефтедобывающей промышленности соглашения иностранных нефтяных фирм с принимающими странами можно разделить на две основные категории: концессии и контракты (подрядные соглашения). Принципиальное различие между ними заключается в том, что в случае концессии принимающее государство (собственник недр) уступает право собственности на них концессионеру (физическому или юридическому лицу), а при подрядном соглашении (контракте) — оставляет эти права за собой.

Регламентация прав и обязанностей сторон может осуществляться либо общим законодательством, действующим в стране, либо специальным нефтяным законодательством, которое, по степени жесткости правовых ограничений инофирмы, может быть отнесено к одному из трех следующих типов.

Система жестких правовых ограничений предельно подробно определяет права и обязанности сторон в соответствии с действующими в стране видами нефтяных соглашений независимо от условий конкретной сделки. Правительство непосредственно не вправе изменить условия соглашений; для их пересмотра требуется специальное решение высших законодательных органов принимающей страны.

Система гибких правовых ограничений предо-

ставляет правительству принимающей страны юридически обусловленную возможность самостоятельно, без утверждения высшим законодательным органом государства, изменять по необходимости условия соглашений (например, в связи с резким изменением конъюнктуры рынка).

Система индивидуальных правовых ограничений не оговаривает законодательно условия соглашений, предоставляя сторонам при их заключении в каждом конкретном случае наибольшую свободу. Условия конкретного соглашения законодательной силы за его пределами не имеют.

Различают концессии традиционного типа и модернизированные, причем последние можно подразделить на концессии с обычным и с прогрессивным налогообложением.

Контракты в свою очередь делятся на контракты о разделе продукции и на контракты на предоставление услуг (в том числе с риском и без риска). Контракты о разделе продукции ("продакшн ше-

¹ Правда, эту же задачу (причем почти одновременно), уже пытались решить В. Ф. Быков, А. А. Епифанов и В. А. Нестеров. Но их работы, весьма лаконичные по форме, по мнению автора, были не всегда точными, а зачастую и спорными по существу.

ринг") бывают как с разделом добычи после вычета издержек инофирмы, так и с прямым разделом добычи, причем последние также распадаются на две группы: с налогообложением доли инофирмы и без него. Среди контрактов на предоставление услуг с риском следует различать две разновидности: с риском распределяемым и не распределяемым между сторонами. Многообразие контрактов на предостав-

ление услуг без риска включает контракты на предоставление технической помощи, управление предприятием, сдачу объекта "под ключ" (причем как соглашения о наличной продукции, так и о наличном рынке сбыта), компенсационные соглашения — промышленные и коммерческие (см. рис. 1). В рамках каждого соглашения перечисленного типа могут быть образованы совместные предприятия².

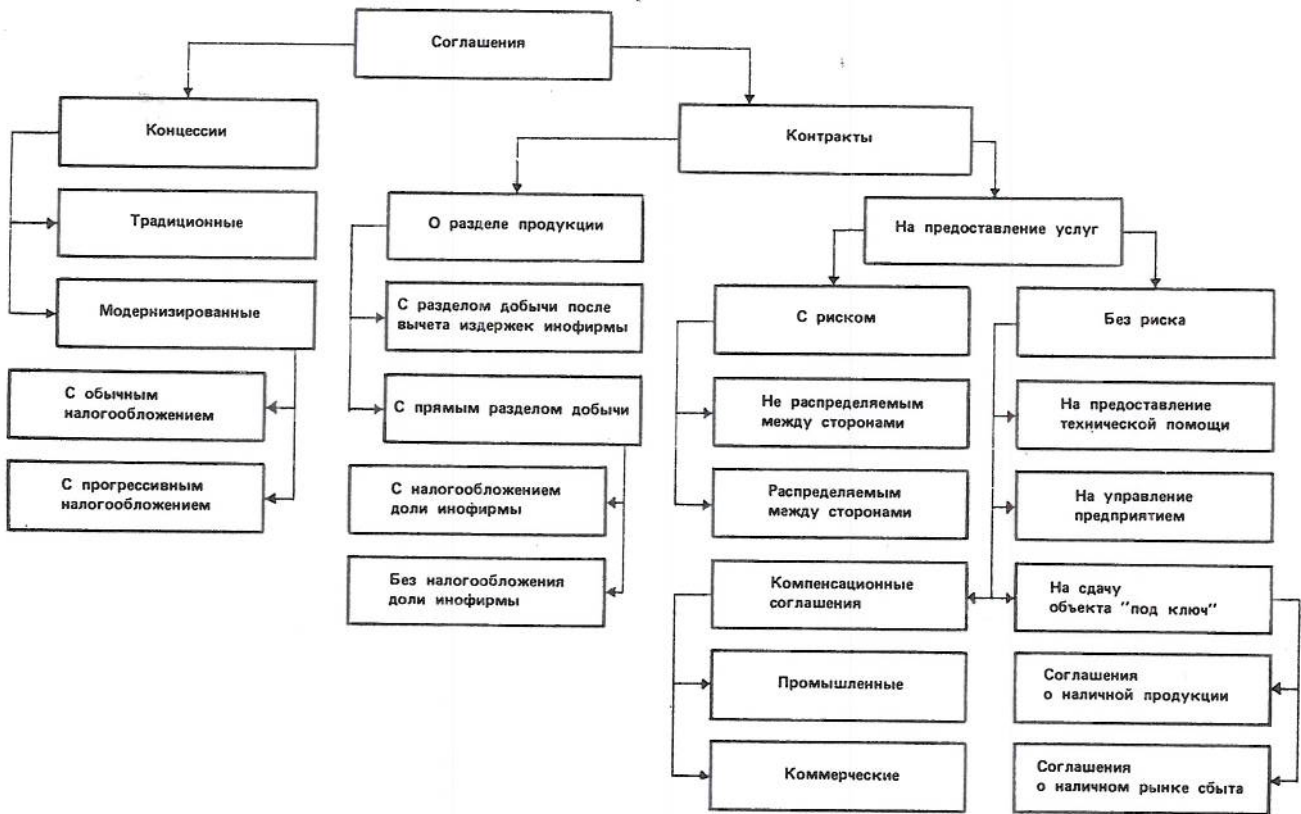


Рис. 1. Классификация соглашений, действующих в капиталистической нефтяной промышленности.

Изначальный тип соглашения в мировой нефтедобывающей промышленности — традиционная концессия. Общепринято считать, что первая в истории концессия была выдана Вильяму д'Арси в Персии в 1901 г. (известна под названием "концессия д'Арси"), хотя встречаются упоминания о более ранних концессиях в бывшей голландской Вест-Индии. Таким образом, история нефтяных соглашений в мировой хозяйственной практике насчитывает около 90 лет.

Основными отличительными чертами концессионного соглашения традиционного типа, как правило, являются:

² В настоящее время в литературе, в той или иной степени уделяющей внимание рассматриваемому вопросу, можно выделить два взгляда на место совместных предприятий в иерархии соглашений, действующих в капиталистической нефтяной промышленности. Часть исследователей (Р. Н. Андреасян и А. Д. Казюков, А. Е. Примаков, В. Ф. Быков) считают совместное предприятие самостоятельным видом соглашения, причем неконцессионного типа. Автор же разделяет точку зрения сотрудников Центра ООН по ТНК, известного американского специалиста по нефтяным соглашениям Г. Бэрроуса, советских исследователей В. А. Нестерова и А. А. Епифанова в том, что совместные предприятия являются не самостоятельным видом соглашения (таким, как концессия или контракт), а лишь

передача принимающей страной иностранной нефтяной компании прав собственности на нефть на территории, отданной в концессию;

очень большая площадь концессии, охватывающая в некоторых случаях всю территорию страны или, по крайней мере, наиболее перспективную на нефть ее часть;

весьма продолжительный срок действия концессии (вплоть до 99 лет, но обычно — 60—75);

отсутствие положения о возврате в собственность государства до истечения срока действия концессии неиспользуемых и бесперспективных участков;

осуществление концессионером полного и единоличного контроля над всеми аспектами деятельности в рамках концессии;

устранение принимающей стороны от участия в управлении концессией;

выделение иностранной компанией в виде прямых инвестиций всех средств, необходимых для проведения поисково-разведочных работ, разработки месторождений и пр. в рамках концессии;

незначительные финансовые отчисления от доходов концессионера в пользу принимающей страны, которые сводились, как правило, лишь к символической плате за право разработки недр (роялти), имевшей обычно форму фиксированного (по абсолютной величине) платежа с добычи.

Традиционные концессии оставались единственным и по существу неизменным видом соглашений в мировой нефтяной промышленности вплоть до 1948 г., когда Венесуэла положила начало процессу их модификации, введя в практику деление прибылей инофирмы в соотношении 50 : 50, т. е. налог на прибыль корпораций. С тех пор многие из невыгодных принимающим странам положений, присущих традиционным концессиям, были существенно изменены, и в настоящее время этот (изначальный) тип концессионных соглашений практически перестал существовать. Однако сама концессионная система сохранилась как в развивающихся, так и в развитых капиталистических странах (см. табл. 1), хотя зачастую и под другими названиями (лицензии, аренда, разрешения и т. п.). Объединяющим элементом всех существующих соглашений данного типа, определяющим их принадлежность к концессионной системе, является наличие положения о долгосрочной передаче прав собственности на разрабатываемые недра инвестору.

В настоящее время концессии остаются широко распространенным типом соглашений в мировой

формой участия принимающего государства (непосредственно или через национальную нефтяную компанию) в концессии или контракте.

нефтедобывающей промышленности: в начале 80-х годов они были зафиксированы в 121 стране.

Таблица 1

География применения различных видов соглашений в капиталистической нефтяной промышленности в 80-е годы

Модернизированные концессии	Контракты
	О разделе продукции
Австралия, Алжир, Ангола, Багамские Острова, Бруней, Великобритания, Габон, Иран, ЙАР, Камерун, Катар, Кения, Кувейт, Мавритания, Мадагаскар, Малайзия, Мали, Марокко, Нигер, Нигерия, Норвегия, ОАЭ (Абу-Даби), Оман, Папуа-Н. Гвинея, Саудовская Аравия, Судан, США, Таиланд, Тунис, ЦАР, Чад и др.	Ангола, Бангладеш, Бирма, Боливия, Габон, Гана, Гватемала, Египет, Индия, Индонезия, Иордания, Китай, Колумбия, Кот-д'Ивуар, Либерия, Ливия, Малайзия, Мозамбик, НДРГ, Нигерия, НРК, Оман, Пакистан, Перу, Сирия, Судан, Таиланд, Танзания, Турция, Филиппины, Чили, Шри-Ланка, Экваториальная Гвинея, Ямайка и др.
	На предоставление услуг с риском
	Аргентина, Бразилия, Венесуэла, Ирак, Иран, Китай, Нигерия, Перу, Саудовская Аравия и др.

Типичная модернизированная концессия содержит следующие положения:

площадь концессии, как правило, не превышает ограниченного числа участков, на которые разбита территория страны, включая шельфовую зону;

продолжительность концессии резко сокращена, однако, если к моменту завершения срока ее действия будет налажена коммерческая добыча, концессия может быть продлена на новых, согласованных обеими сторонами условиях;

как правило, оговаривается прогрессивный возврат неиспользуемых и бесперспективных участков, а при отсутствии открытия новых месторождений концессия может быть возвращена в собственность принимающего государства до истечения срока ее действия (в течение 6—10 лет);

правительство обладает правом некоторого контроля над принимаемыми концессионером решениями и частичного участия в управлении концессией (даже если не имеет доли в активах последней);

иногда предусматривается прямое государственное участие (как правило, незначительное) в активах концессии, т. е. создание совместного предприятия концессионного типа;

денежные отчисления инофирмы в пользу принимающей страны в настоящее время обычно включают: платежи с добычи (роялти), платежи с дохода (налоги на чистую прибыль), арендную плату (рентлз), единовременные премиальные выплаты (бонусы): На начальном этапе применения модернизированных концессий рентлз и бонусы условиями соглашений обычно не предусматривались, а роялти и налоги на чистую прибыль начислялись инофирме по фиксированным ставкам. В настоящее время ставки платежей с добычи и дохода зачастую устанавливаются по скользящей шкале в зависимости от условий разработки, прогрессируя с ростом добычи или цен на нефть и т. д. (см. рис. 1).

Первое подрядное соглашение (контракт) о разделе продукции в области нефтяной промышленности было заключено Индонезией в 1966 г. и нашло широкое распространение (см. табл. 1).

Основными элементами соглашения о разделе продукции являются следующие:

представителем принимающей страны выступает правительство в лице своей государственной нефтяной компании;

непосредственное участие принимающей страны осуществляется обычно путем создания государственной нефтяной компанией совместного с инофирмой предприятия;

во многих странах условия участия государства в соглашении остаются открытыми до обнаружения коммерческих запасов нефти;

весь риск поисково-разведочных работ (ПРР) возлагается на компанию-подрядчика, которой затраты на эти работы не возмещаются, если в оговоренные в соглашении сроки коммерческие запасы не будут обнаружены;

контрактор полностью финансирует поисково-разведочные работы, обустройство и эксплуатацию открытых месторождений;

в случае обнаружения коммерческих запасов контрактору компенсируются его затраты на ПРР, обустройство и эксплуатацию частью добычи с этого месторождения, так называемой компенсационной нефтью. Доля "компенсационной" нефти в добыче оговаривается в контракте. В первых индонезийских контрактах о разделе продукции максимальная доля "компенсационной" нефти в добыче не должна была превышать 40%. В настоящее время в большинстве стран, применяющих данный тип соглашений, эта доля обычно колеблется в пределах 20–50%, хотя в некоторых из них (Малайзия) может быть и менее 20%, а в других (Филиппины) превышать 50%. При этом доля "компенсационной" нефти, как правило, будет выше в районах с более сложными природными условиями и может быть

поставлена в зависимость от уровня добычи (см. приложение 1);

оставшаяся часть продукции, так называемая распределяемая нефть, подлежит разделу между компанией-подрядчиком и государством — собственником недр. Раздел производится в сугубо индивидуальных пропорциях в каждой стране. В некоторых странах они меняются в зависимости от местоположения месторождения (Египет, Кот-д'Ивуар) плотности нефти (Перу), уровня рентабельности инофирмы до вычета налогов (Экваториальная Гвинея, Либерия). В большинстве же нефтедобывающих стран, практикующих заключение контрактов о разделе продукции (Ангола, Бангладеш, Индия, Индонезия и др.), пропорции раздела изменяются с ростом добычи. При этом в разных странах одинаковые пропорции раздела, определяясь совокупностью индивидуальных условий отдельных государств, могут быть зафиксированы и для значительно различающихся уровней добычи (см. приложение 2);

принадлежащая инофирме доля "распределяемой" нефти является объектом налогообложения; поэтому государство имеет возможность регулировать рентабельность операций компании при разных пропорциях раздела добычи введением различных ставок подоходного налога;

вплоть до недавнего времени платежи с добычи, как правило, отсутствовали; в последние годы в ряде стран (Экваториальная Гвинея, Малайзия, Турция, Китай, Таиланд) в контракты рассматриваемого типа стали вводиться обязательства уплаты роялти.

Описанный механизм раздела продукции относится к наиболее часто встречаемой разновидности контрактов этого рода — с разделом добычи после вычета (компенсации) издержек инофирмы. В данном случае раздел продукции является трехступенчатым (см. рис. 2, А).

При второй разновидности этих контрактов — с прямым разделом добычи — последняя делится непосредственно на долю принимающей стороны и долю инофирмы, т. е. минуя стадию выделения "компенсационной" нефти.

В таком случае раздел продукции может быть:

двухступенчатым (как в Перу), когда принимающая страна устанавливает более благоприятные для компании пропорции раздела, но вводит налог на долю выделенной инофирме нефти (см. рис. 2, Б);

одноступенчатым (как в Ливии), когда принимающая страна сразу устанавливает повышенные в свою пользу пропорции раздела, но освобождает инофирму от уплаты подоходного налога (см. рис. 2, В).

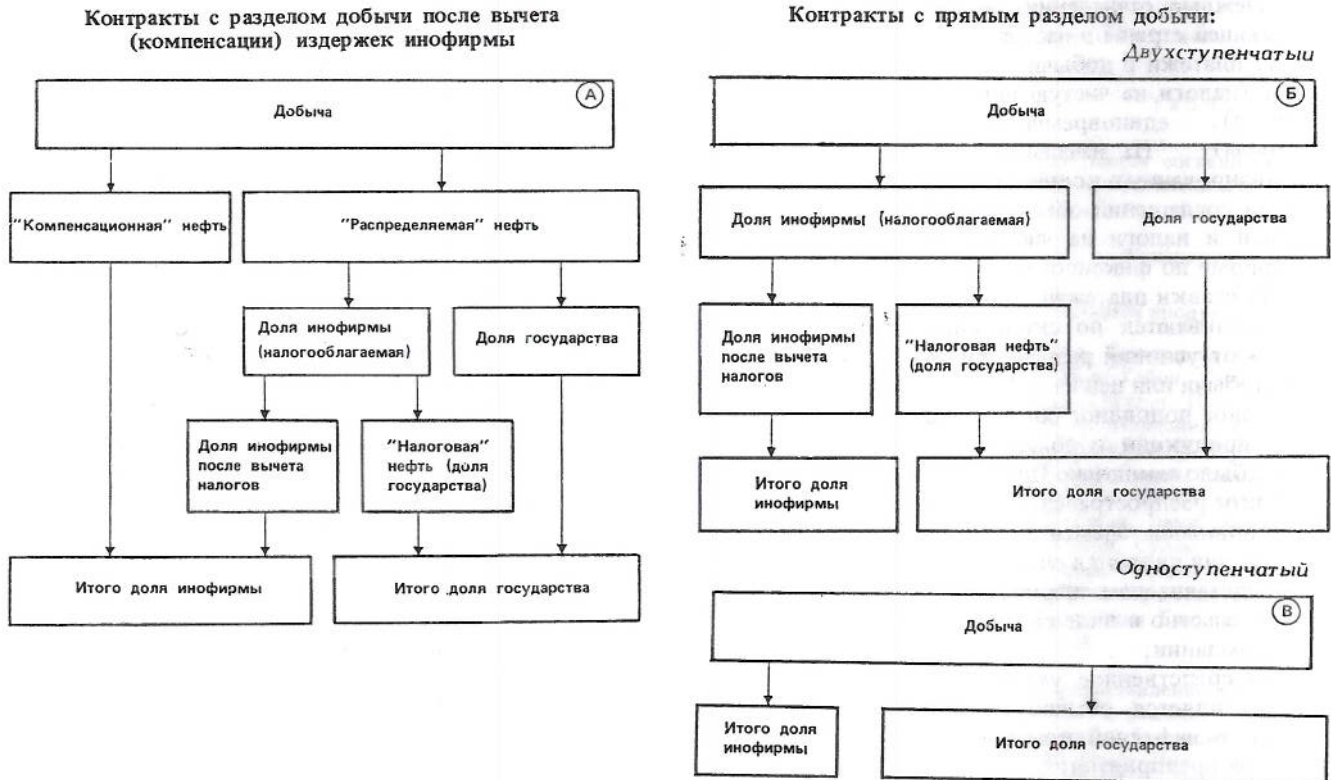


Рис. 2. Механизм распределения добытой нефти в двух разновидностях контрактов о разделе продукции.

Отличительной чертой типичного контракта на предоставление услуг с риском от контракта о разделе продукции является то, что оплата услуг компании производится, как правило, в денежной форме, тогда как во втором случае и погашение издержек инофирмы, и формирование ее прибыли осуществляются поставками продукции, т. е. нефтью. Таким образом, если при заключении контракта о разделе продукции первоочередной целью инофирмы является обеспечение поставок нефти, то при риск-контракте — получение не товарной, а денежной массы.

Риск-контракты бывают двух типов: с риском не распределяемым и распределяемым между сторонами (см. рис. 1).

При заключении контракта на предоставление услуг с риском, не распределяемым между сторонами, на компанию-подрядчика возлагается весь риск поисково-разведочных работ; она же должна обеспечить все капиталовложения, необходимые для разведки и разработки месторождения. Если в установленные соглашением сроки коммерческие запасы нефти не обнаружены, контракт расторгается без возмещения подрядчику израсходованных им

средств. При обнаружении промышленных залежей расходы инофирмы возмещаются принимающим государством (национальной нефтяной компанией) в течение согласованного сторонами периода после начала эксплуатации месторождения, причем с выплатой не только процента на инвестированный компанией капитал, но и вознаграждения за риск.

Открытое инофирмой месторождение обычно она же и обустривает и, как правило, передает для эксплуатации государственной нефтяной компании, но в редких случаях может сама разрабатывать месторождение. В качестве вознаграждения за риск инофирма получает преимущественное право на закупку в течение определенного времени у государственной нефтяной компании 20–50%³ добываемой на данном месторождении нефти по ценам на 3–10% ниже рыночных.

Таким образом, компенсационные выплаты инофирме зависят (по массе) от уровня добычи; поэто-

³ В первых контрактах этого типа данная квота достигала 75% (Иран) и даже 90% (Венесуэла) при более значительных скидках с рыночных цен, составлявших, например в Иране, половину разницы между издержками и ценой реализации.

му риск-контракты применяются, как правило, в странах с большой вероятностью обнаружения крупных месторождений нефти. По-видимому, именно поэтому география таких контрактов, по приводимым в литературе данным, представляется значительно менее широкой, чем у концессий или контрактов о разделе продукции (см. табл. 1), хотя в то же время в пределах этих немногих стран риск-контракты могут иметь довольно широкое распространение⁴.

Контракты на предоставление услуг с риском, распределяемым между сторонами, заключаются обычно государствами не только с надежно обоснованными благоприятными перспективами нефтеносности, но и с устойчивым финансовым положением, позволяющим принимающей стороне взять на себя либо частично, либо полностью риск ПРР (в последнем случае риск-контракт превращается по сути в контракт на предоставление технической помощи).

Финансовые преимущества риск-контракта этого типа для принимающей страны очевидны: компенсационные выплаты иномфирме в этом случае меньше на величину процента на инвестированный в разведку и разработку месторождения капитал плюс величина скидки с цены на часть добычи по сравнению с контрактом на предоставление услуг с риском, не распределяемым между сторонами. Но в подавляющем большинстве случаев принимающие страны, заключая риск-контракты, предпочитают указанным "отложенным" финансовым преимуществам перспективу немедленного переложения риска, как правило, крупных инвестиций в ПРР на иномфирму.

Контракты на предоставление услуг без риска (чисто сервисные) являются, по мнению автора, наиболее широко применяемым типом контрактов. Даже в рамках концессий, соглашений о разделе продукции и на предоставление услуг с риском, как правило, применяются чисто сервисные контракты, поскольку большая часть действующих в нефтяной промышленности соглашений — генподрядные (см. рис. 3).

Поэтому вид соглашения определяется характером связи между генподрядчиком и принимающей страной,

а взаимоотношения между генподрядчиком (который может быть как контрактором, так и концессионером) и подрядчиками не влияют на определение вида соглашения, поскольку находятся на более низком иерархическом уровне. Связи между генподрядчиком и субподрядчиками являются в большинстве своем чисто сервисными контрактами. По этому типу контрактов фирмы работают за четко фиксированное вознаграждение — денежное или нефтью и не несут риска ПРР, даже если их выполнение входит в круг обязанностей подрядчика.



Рис. 3. Определение вида соглашения при наличии контрактов с субподрядчиками.

По мнению автора, можно выделить минимум четыре основные разновидности контрактов на предоставление услуг без риска (см. рис. 1). Их анализ не является целью настоящей работы. Скажем только, что в отличие от ряда исследователей, например В. А. Нестерова, автор не считает возможным выделять соглашения на предоставление технической помощи (или о техническом содействии) в самостоятельный вид соглашений, противопоставляя их концессиям и контрактам, поскольку предоставление технической помощи не приводит к изменению прав собственности на разрабатываемые недра по сравнению с контрактом любого другого типа (как будет показано далее, именно отношения собственности являются определяющим признаком при выявлении вида соглашения).

ОСНОВНЫЕ УСЛОВИЯ СОГЛАШЕНИЙ

Права собственности — главный элемент при определении вида соглашения. В случае концессии принимающее государство (собственник недр)

уступает право собственности на разрабатываемые природные ресурсы концессионеру (физическому или юридическому лицу). При создании совместного предприятия на базе предоставленной иномфирме концессии государство уступает концессионеру право собственности на часть разрабатываемых природных ресурсов, соответствующую доле иномфирмы

⁴ Так, в Бразилии еще в начале 1982 г. американская компания "Оксидентл петролеум" подписала 103-й контракт такого типа.

в совместном предприятии. При доле государства 51% и более (Мадагаскар) соглашение иногда называется квазиконцессией. В случае контракта любого типа (а следовательно, и при создании совместного предприятия на его основе) право собственности на разрабатываемые природные ресурсы сохраняется за принимающей страной и, как правило, защищается действующим в ней законодательством.

При контрактах не только земля и ее недра, но и добытая нефть являются юридической собственностью принимающего государства, и ему принадлежит право распоряжаться ими. Однако как при концессии, так и при контрактах средства и предметы труда (кроме произведенной продукции) принадлежат инофирме, на которую возложены и все текущие расходы. Поэтому, сохраняя за собой по контракту право собственности на природные богатства, принимающая сторона передает на время контракта право распоряжаться этими богатствами компании-подрядчику.

Права контроля. Контроль над традиционной концессией был сосредоточен полностью в руках концессионера, который единолично определял время, место и интенсивность ПРР, принимал решение о вводе новых месторождений в эксплуатацию, устанавливал уровень добычи и цен на нефть. Принимающая страна была по существу устранена от участия в управлении концессией. Там же, где имело место участие, оно ограничивалось, как правило, включением нескольких представителей принимающей страны в Совет директоров компании-концессионера (или некоторых из компаний, получивших концессию), что носило чисто символический характер и на процесс принятия решений эффективно влияния не оказывало.

При создании в рамках концессионной системы совместного предприятия (т. е. на базе модернизированной концессии) права контроля распределяются, как правило, пропорционально долевым участию сторон в его активах. Там, где принимающая страна имеет меньшую долю акционерного капитала смешанного предприятия, возможность чрезмерного контроля со стороны иностранной компании в ущерб интересам государства при принятии решений устраняется введением принципа единогласия.

Правительство принимающей страны обычно имеет право на некоторый контроль принимаемых концессионером решений и на частичное участие в управлении модернизированной концессией, даже если не имеет доли в ее активах, например утверждая минимальную программу работ, планы разработки месторождений, уровень цен для начисления

налогов и роялти. Таким образом, государство контролирует деятельность концессионера на уровне принятия стратегических решений и, как правило, не вмешивается в вопросы повседневного управления модернизированной концессией.

При заключении контракта любого вида права контроля принадлежат принимающей стране. В контрактах о разделе продукции и риск-контрактах первого типа (на предоставление услуг с риском, не распределяемым между сторонами) реализация этих прав осуществляется путем создания государственной нефтяной компанией совместного предприятия с компанией-подрядчиком. Сохраняя таким образом контроль над вопросами перспективного (стратегического) планирования, государство передает функции текущего планирования и повседневного управления подрядчику, несущему в этих случаях весь риск по реализации соглашения.

Срок действия соглашений. У традиционной концессии он был очень велик — вплоть до 99 лет (в Кувейте — 92 года), но обычно — 60–75 лет. У модернизированной концессии срок резко сокращен и, так же как и у контрактов о разделе продукции и на предоставление услуг с риском, подразделяется на два периода (ПРР и разработка), продолжительность которых в большинстве принимающих стран регламентируется действующим нефтяным законодательством.

Первый этап (первоначально установленный в соглашении, то есть без учета возможных продлений) обычно равен 3–8 годам. Его продолжительность тем больше, чем сложнее природные условия в принимающей стране и чем менее изучены перспективы ее нефтеносности, поэтому на шельфе и в особо трудных районах суши может достигать 15–17 лет (см. приложение 3). Как правило, при оговоренных условиях он может возобновляться или продлеваться (в том числе автоматически) 2–3 раза на период от 1 года до 5 лет. Соглашение может также содержать пункт о расторжении в случае, если к концу первого этапа ПРР не будут получены коммерческие приголки нефти.

Продолжительность периода разработки обычно устанавливается в пределах 15–30 лет, как правило, с момента подписания соглашения (включая период ПРР, что выгоднее для принимающей страны), реже — с момента открытия коммерческих запасов (исключая период ПРР, что выгоднее для инофирмы). В редких случаях современные (модернизированные) концессии могут выдаваться на 35 (ОАЭ), 40 (Чад) и даже 50 лет (Тунис) (см. приложение 3). Однако общей тенденцией для соглашений всех типов является сокращение сроков как ПРР (до 5–7 лет), так и разработки месторождений (до

20–25 лет и менее с момента подписания соглашения).

Сокращение договорных сроков ПРР отражает стремление принимающей страны всемерно интенсифицировать эти работы и осуществляется, как правило, ее непосредственным решением: либо путем ужесточения порядка продления ПРР (Гватемала, Египет, Индонезия), либо путем установления их максимальной продолжительности, включая все продления (Гвинея-Бисау, Либерия, Сомали).

Уменьшение сроков разработки отражает в основном объективные тенденции: среди новых (разведываемых) месторождений растет число мелких, которые целесообразно разрабатывать не более 15 лет. С другой стороны, в этом проявляется растущее стремление принимающих стран к быстрой и по возможности бесконфликтной передаче в собственность государства имущества нефтяных компаний по завершении сроков действия соглашений. Так, Индия в начале 80-х годов приглашала инофирмы принять участие в разработке ее нефтяных ресурсов с условием, что иностранные подрядчики передадут стране нефтепромыслы уже через 5–7 лет после начала разработки залежей.

Минимально необходимая программа работ возлагает на инофирму четкие обязательства по расходованию определенных финансовых средств и/или проведению конкретных работ в установленные соглашением временные интервалы. Цель этого положения — побудить компанию к быстрейшему освоению законтрактованных площадей.

Программа работ может включать оговоренный объем геологических (Гватемала) и геофизических (Бразилия) изысканий, минимальное количество поисково-разведочных скважин за год (Боливия, Нигерия) и за период (Гватемала, Норвегия, Перу) или затрат на ПРР. В последнем случае сумма расходов инофирмы может оговариваться в целом на весь период ПРР (Египет, Малайзия, Абу-Даби, Иран), с разбивкой на подпериоды (Индонезия, Чад, Судан) или исходя из величины затрат на единицу законтрактованной территории (Эквадор). Расходы инофирмы (в пересчете на год) могут составлять от нескольких сотен тысяч (Колумбия) до 10–20 млн. долл. (Иран, Норвегия) и, как правило, они тем ниже, чем менее изучены перспективы нефтеносности принимающей страны, и тем выше, чем сложнее ее природные условия (см. приложение 4). Обычно сумма переинвестирования за год сверх оговоренной в соглашении может быть списана с минимального объема расходов фирмы в следующем году и, наоборот, — минимальная сумма ее расходов на последующий год автоматически по-

вышается на величину недоинвестирования в предыдущем году.

Как правило, во избежание возможных потерь от инфляции и/или от непредусмотренного удорожания ПРР (вследствие оказавшихся более сложными природными условиями или от применения более современной, но и более дорогой технологии) принимающая сторона фиксирует в соглашении минимальный объем работ инофирмы как в стоимостном, так и в натуральном выражении (Колумбия, Боливия, Норвегия). При этом, например, может быть зафиксирована подконтрольность инофирмы в выборе местоположения закладываемых скважин (Норвегия) и/или их минимальной глубины (Норвегия, Гватемала).

Положение о возврате участков. В концессионном соглашении традиционного типа отсутствовало положение о возврате в собственность государства до истечения срока действия концессии неиспользуемых и бесперспективных участков (на которых ПРР не дали коммерческих поступлений нефти).

В модернизированных концессиях и контрактах это положение обязательно присутствует, причем условия возврата, как правило, тем жестче для арендатора и/или подрядчика, чем выше перспективы нефтеносности принимающей страны. Общей чертой всех соглашений является возврат к концу первого этапа ПРР 50–75% арендованной (законтрактованной) территории (см. приложение 5). По реальным договорным срокам это означает возврат 50% площадей в течение 7 лет с начала ПРР, но в большинстве соглашений — через 4–6 лет, после чего интенсивность возврата замедляется: 75% первоначальной территории возвращаются уже в течение 5–10 лет и более с начала ПРР. К концу ПРР со всеми их продлениями обычно предусматривается возврат всей арендованной территории, кроме тех участков, на которых обнаружены месторождения нефти.

По условиям некоторых соглашений они считаются расторгнутыми и вся законтрактованная территория возвращается в собственность государства, если уже к концу первого этапа ПРР подрядчик не обнаружит коммерческих запасов нефти. В ряде контрактов оговаривается возврат всех участков, на которых к определенной дате не будет вестись добыча нефти.

В дальнейшем, по-видимому, расширится практика ускоренного возврата участков в течение первого этапа ПРР (до 50% территории после первых двух лет ПРР при особо больших участках), поскольку прослеживается тенденция со стороны принимающих стран прекращать действие соглашений по исте-

чении первого этапа ПРР, если к его завершению не будет обнаружено коммерческих запасов нефти.

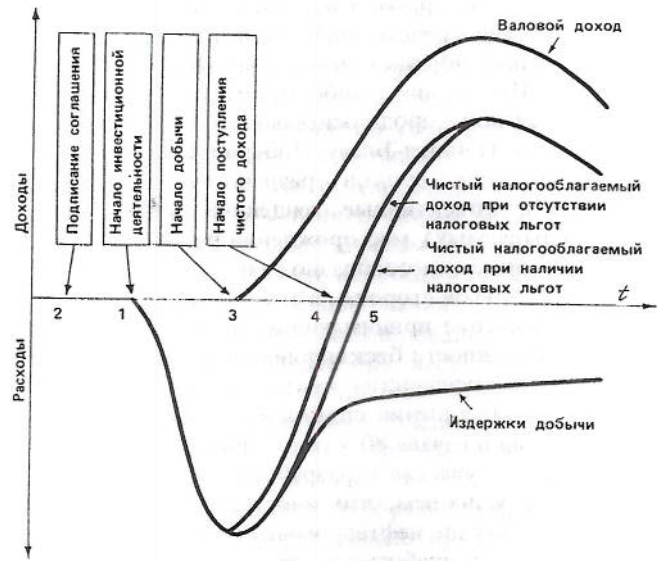
Платежи инофирмы. Совокупность платежей инофирмы, предусмотренную различными видами существующих в нефтяной промышленности соглашений, можно разбить на четыре группы (см. табл. 2): разовые платежи (бонусы), арендная плата (рентгиз), платежи с добычи (роялти), платежи с дохода (налоги).

Бонусы, являясь разовым платежом, не служат значительным (по сравнению с платежами с дохода и добычи) источником финансовых поступлений для принимающей страны и поэтому должны рассматриваться в качестве дополнительной статьи увеличения государственных доходов. Но они являются хронологически первым, хотя и несистематическим, видом платежа (см. рис. 4). Поэтому, оговаривая в соглашении систему бонусов, государство имеет право изымать денежные средства у инофирмы не только до начала получения ею чистого дохода (после чего система платежей с дохода начинает обеспечивать поступления в казну) или до начала добычи (после чего начинает действовать система платежей с добычи), но даже и до начала инвестиционной деятельности инофирмы.

Бонусы могут быть составной частью соглашения любого типа (как концессионного, так и каждой разновидности контракта) и приурочены к различным этапам его реализации (см. рис. 5). Выплата бонусов в ряде стран закреплена в законодательном порядке, но чаще и количество, и размер разовых платежей являются предметом переговоров.

На стадии ПРР бонусы рассматриваются принимающей страной прежде всего как своеобразный аванс, свидетельствующий о серьезности намерений инофирмы, поэтому в перспективных на нефть районах они могут быть достаточно высоки. Если обычно размеры премий за подписание соглашений о проведении ПРР составляют 1-3 млн. долл., не

превышая, как правило, 5-7 млн. долл., то в некоторых случаях зафиксированы выплаты бонусов в десятки (Индонезия, Великобритания) и даже сотни (Аляска) миллионов долларов.



Условные обозначения:

- 1 — начало поступления арендной платы (рентгиз) и взимания разовых платежей (бонусов); 2 — То же, при наличии разрыва между подписанием соглашения и началом инвестиционной деятельности инофирмы; 3 — начало поступления платежей с добычи (роялти); 4 — начало поступления платежей с чистого дохода (налогов); 5 — то же, при наличии налоговых льгот.

Рис. 4. Схема распределения финансовых средств при разработке месторождения и хронология начала поступления платежей инофирмы принимающей стране.

В значительном числе соглашений вплоть до недавнего времени предусматривалось возмещение бонусов — обычно в виде ежегодных платежей инофирмы.

Таблица 2

Типичное сочетание основных групп платежей инофирмы в соглашениях разных видов

	Налоги	Роялти	Платежи	
			Рентгиз	Бонусы
Концессии				
Традиционные	Нет	Есть	Нет	Нет
Модернизированные	Есть	Есть	Есть	Есть
Контракты				
О разделе продукции	Есть, но при прямом разделе продукции могут отсутствовать	Как правило, нет (так как автоматически входят в часть продукции, переходящей государству), но в последнее время начинают появляться	Есть	Есть
О предоставлении услуг				
С риском	Есть	Есть	Есть	Есть
Без риска	Есть	Нет	Нет	Есть

фирме равными частями в течение 10–15 лет после начала коммерческой добычи. В этом случае бонусы по существу являлись частью капиталовложений фирмы, а порядок их погашения соответствовал

ускоренной амортизации, так как средний срок службы месторождений на суше тогда, как правило, значительно превышал 10–15 лет даже при их эксплуатации.

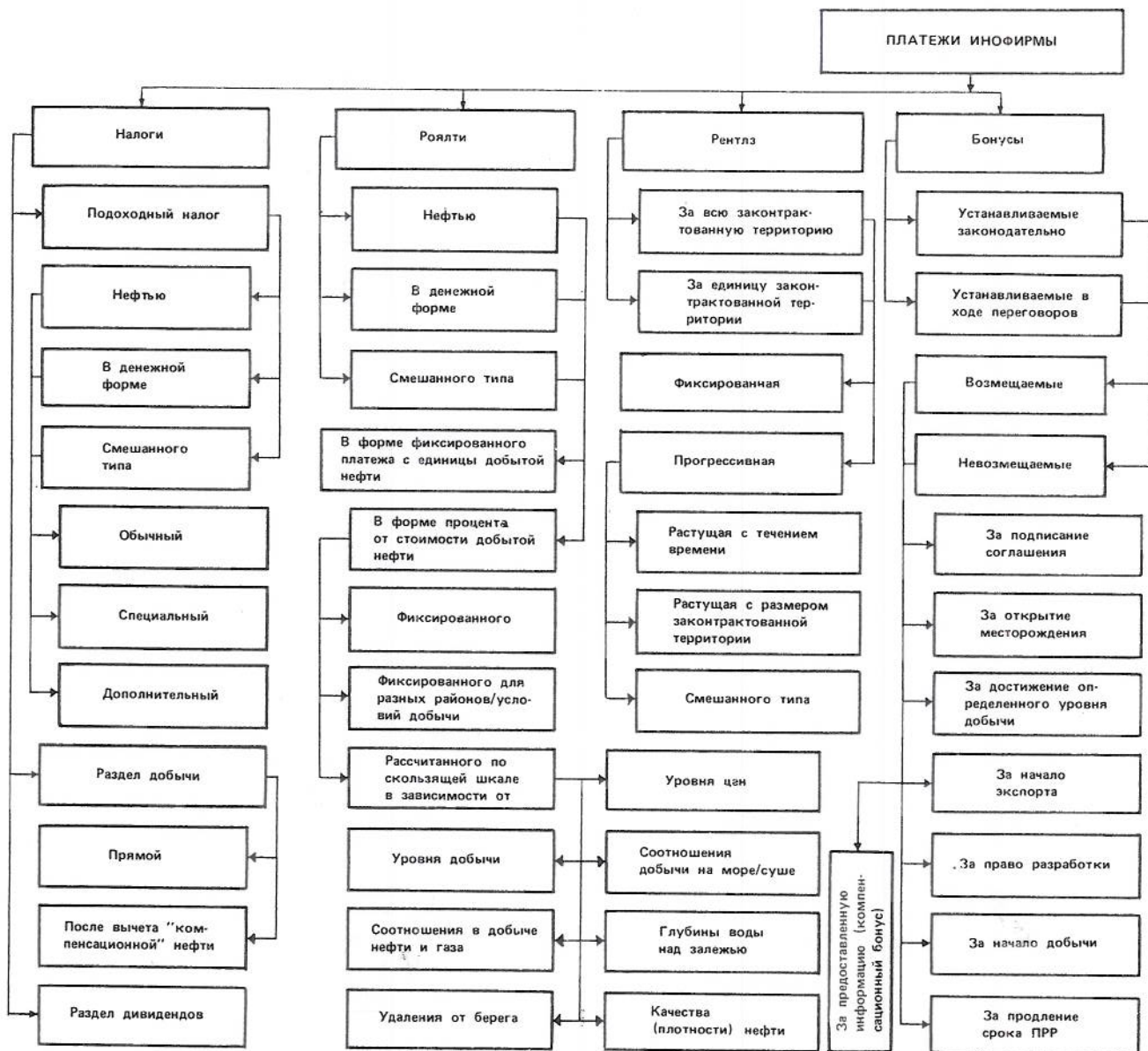


Рис. 5. Классификация платежей инофирмы принимающей стране в рамках соглашений, действующих в капиталистической нефтяной промышленности.

В последние годы пункты о возмещении бонусов во многих соглашениях ликвидируются. В результате вместо присущей разовым возмещаемым платежам функции перераспределения расходов инофир-

мы (за счет перенесения части этих расходов на начальные этапы соглашения) разовые невозмещаемые платежи начинают играть роль ограничителя прибыли компании и становятся дополнительным

каналом увеличения государственных доходов. Если же в результате неудачных ПРР соглашение с инофирмой будет по их истечении аннулировано, система невозмещаемых бонусов (например, за подписание соглашения) все же обеспечит принимающей стране некоторые дополнительные (сверх арендной платы) финансовые поступления.

Арендная плата (рентлз) является вторым видом платежей инофирмы, не зависящим от наличия добычи или прибыльности реализации добытой нефти, т. е. дающим принимающей стране возможность получать систематический (в отличие от бонусов) доход с момента заключения соглашения (см. рис. 4). Размер арендной платы, как правило, невелик и может быть установлен как за всю законтрактованную территорию, так и из расчета платы за единицу этой площади. В целях побуждения инофирмы к скорейшему освоению законтрактованной территории принимающая страна может устанавливать прогрессивные ставки арендной платы, увеличивающиеся с течением времени, с размером этой территории, или же смешанного типа (см. рис. 5). В целях стимулирования быстреего начала добычи или экспорта нефти арендная плата может быть установлена в соглашении на ограниченный период (например, до начала экспорта).

Основными видами платежей инофирмы и, в случае успешной эксплуатации месторождения, основными для государства источниками финансовых поступлений являются платежи с добычи (роялти) и с дохода (налоги).

Величина роялти колеблется от 0 (в 19 странах) до 40% (Багамские Острова, Нидерландские Антильы, ФРГ — на суше), но в большинстве стран равна 12,5–20% стоимости добытой нефти (см. приложение 6). По расчетам автора на базе данных по 130 капиталистическим и развивающимся государствам, по состоянию на начало 1985 г. максимальная ставка роялти составляла: средневзвешенная по числу стран — 12,23%, средневзвешенная по уровню добычи в 1984 г. — 17,17% (см. рис. 6).

Несмотря на то что заведомо большую часть доходов принимающей страны обеспечивают налоги, а не роялти, базисным видом систематического платежа для принимающей страны является, по мнению автора, все же платеж с добычи, а не с дохода.

Во-первых, роялти обеспечивают более раннее начало систематических финансовых поступлений государству, чем система налогообложения (см. рис. 4).

Во-вторых, в отличие от налогов роялти не зависят от уровня рентабельности добычи нефти на месторождении.

В-третьих, на роялти не распространяется система налоговых льгот и скидок. Следовательно, любое непредусмотренное изменение условий разработки (например, более резкое, чем предусматривалось, снижение пластового давления) или конъюнктуры на рынке нефти (например, падение цен на нефть) может повлечь за собой изменение рентабельности добычи и, вследствие системы налоговых льгот, отодвинуть начало налоговых поступлений на еще более позднюю дату с момента разработки месторождения (см. рис. 4). Срок же начала поступлений роялти в любом случае остается неизменным.

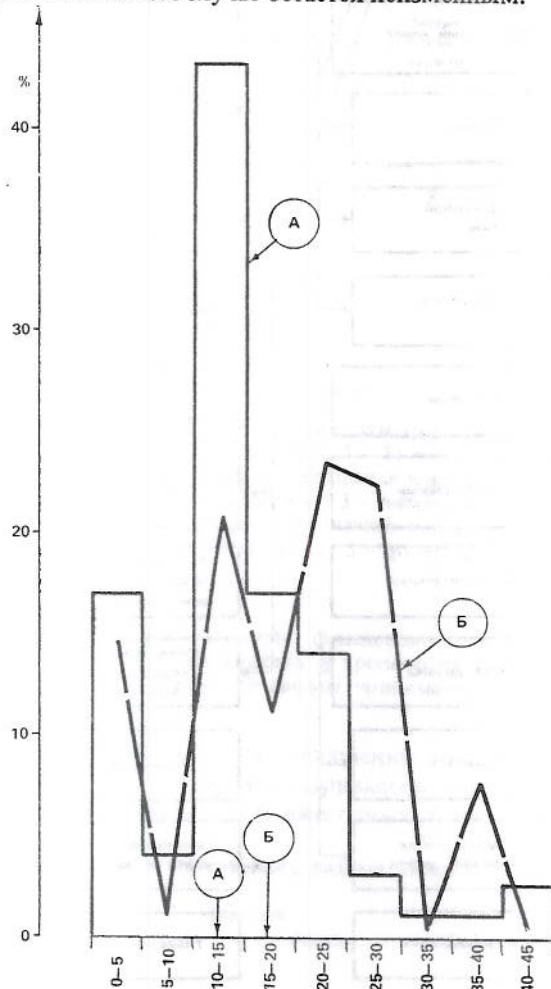


Рис. 6. Средневзвешенные по числу государств (А) и по объему добычи (Б) максимальные ставки роялти в 130 капиталистических и развивающихся странах (в состав интервала включены начальные его значения).

В-четвертых, роялти гарантируют государству определенный предельный минимум доходов от эксплуатации месторождения, ниже которого они

упасть не могут, чего не обеспечивает система налогообложения: если минимальная величина платежа роялти всегда больше ноля, то налоговые отчисления в течение нескольких первых лет эксплуатации месторождения могут вообще не поступать.

В традиционных концессиях роялти являлись единственным видом платежа инофирмы и, как правило, имели форму фиксированной платы с единицы объема добытой нефти независимо от ее рыночной стоимости (например, 50 ц. с 1 т добытой нефти).

В модернизированных концессиях и контрактах роялти стали рассчитываться как процент от стоимости добытой нефти, причем в последние годы наметилась тенденция не только к установлению разных ставок роялти (например, для различных районов добычи в пределах одной страны — на суше и на шельфе ФРГ), но и к исчислению роялти по скользящей шкале в зависимости от разных факторов (см. рис. 5), т. е. к повышению гибкости системы платежей с добычи. Эволюция механизма определения величины роялти представлена на рис. 7.

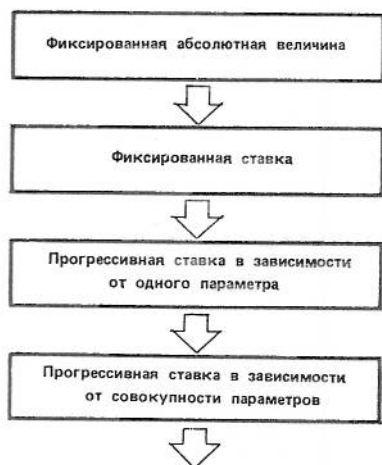


Рис. 7. Эволюция механизма определения величины роялти.

Манипулируя величиной ставки роялти, государство создает тем самым финансовые стимулы инофирмам для работы в нужном для принимающей страны направлении. Так, ставя величину роялти в зависимость от уровня добычи (Абу-Даби, Гвинея-Бисау, Норвегия), оно стремится удержать компании от форсирования разработки месторождения, в зависимость от плотности нефти (Гватемала) — стимулирует инофирмы к освоению месторождений тяжелой нефти, в зависимость от глубины воды над

морскими месторождениями (Таиланд) — побуждает корпорации к освоению глубоководных месторождений и т. д.

С другой стороны, введение в начале нескольких фиксированных ставок роялти, а затем переход к их расчету по скользящей шкале служат целям экономически обоснованного изъятия у инофирмы той части валового дохода (превращающегося впоследствии в сверхприбыль), которая по праву принадлежит принимающей стране, поскольку источником ее образования является дифференциальная рента.

В этом случае установление зависимости между величиной ставки роялти и уровнем цен на нефть при наличии в системе платежей по данному соглашению какой-либо разновидности налога на так называемые непредвиденные доходы будет равносильно двойному налогообложению инофирмы, что, помимо прямого негативного эффекта, может иметь для компании и дополнительные отрицательные последствия в рамках налогового законодательства страны базирования⁵, ухудшая тем самым привлекательность данной принимающей страны для капиталовложений инофирмы.

Между появлением модернизированной концессии в 1948 г. и созданием ОПЕК в 1960 г. (по некоторым данным, до 1964 г.) роялти повсеместно рассматривались в качестве части подоходного налога инофирмы и поэтому при определении налогооблагаемой суммы доходов не вычитались вместе с издержками из стоимости добытой нефти. На величину роялти уменьшался расчетный объем подоходного налога, что и давало сумму налога к уплате (см. табл. 3).

В настоящее время в большинстве государств (за исключением некоторых наименее развитых стран) роялти рассматриваются как элемент затрат инофирмы, поэтому при определении налогооблагаемой суммы доходов компании они вычитаются вместе с издержками из стоимости добытой нефти. Изменение подхода к роялти при налогообложении дало возможность принимающей стране при прочих равных условиях изымать в свою пользу большую часть доходов инофирмы (применительно к системе налогообложения, приведенной в табл. 3, — примерно на $\frac{1}{7}$). По расчетам автора, вызванное таким образом увеличение доходов принимающей страны будет тем большим, чем выше ставка роялти и уровень издержек добычи и чем ниже ставка налога. Масштаб роста доходов принимающей страны за

⁵ Например, не полностью дает возможность списывать сумму двойного налогообложения с налогооблагаемой суммы доходов корпорации, поскольку уплата роялти в принимающей стране не освобождает инофирму от налоговых обязательств в стране базирования.

счет пересмотра места роялти при калькуляции налогов может быть весьма значительным. Так, если взять крайние из диапазона существующих значения ставок роялти (40%) и подоходного налога (20%, округлено для простоты расчетов), то при доле издержек в цене, равной 50%, доходы принимающей страны возрастают в 4,2 раза (см. рис. 8).

Т а б л и ц а 3

Пример расчета величины суммарных поступлений принимающей стране при двух способах взимания роялти

	Учет роялти	
	В качестве элемента подоходного налога инофирмы	В качестве элемента издержек инофирмы
Справочная цена (долл./т)	2,00	2,00
Издержки добычи (долл./т)	0,20	0,20
Роялти при ставке 12,5% (долл./т)	0,25	0,25
Сумма к налогообложению (долл./т)	1,80	1,55
Величина налога при ставке 50% (долл./т)	0,90	0,775
Величина налога к уплате (долл./т)	0,65	0,775
Величина суммарных поступлений принимающей стране (налог плюс роялти) (долл./т)	0,90	1,025
% от справочной цены	45	51,25

При втором способе взимания роялти и налогов поступление в казну принимающей страны платежей с добычи начинает осуществляться несколько позднее, чем при учете роялти в качестве части подоходного налога корпорации (см. рис. 9). Поэтому реальный масштаб увеличения поступлений за счет перехода от первого ко второму способу калькуляции налогов следует рассчитывать с учетом фактора времени (дисконтирования), что будет несколько уменьшать величину исчисленного повышения доходов.

Включение роялти в издержки при расчете налогов соответствует отнесению политэкономического содержания платежа с добычи на счет абсолютной или монопольной ренты, являющейся принадлежностью производительного применения капитала на месторождениях с любыми (а не только с лучшими или средними, как при формировании дифференциальной ренты) природными условиями. В то же время учет роялти в качестве части подоходного налога адекватен приравниванию их политэкономической сущности к дифференциальной, а не к

абсолютной ренте, что, по мнению автора, не является верным.

Поэтому описанный и резко критикуемый многими инофирмами по вполне понятным соображениям (см. рис. 8) переход в порядке взимания роялти и подоходного налога, по мнению автора, произошел в политэкономически обоснованном направлении, а не был лишь только итогом волевого решения принимающих стран, направленного на увеличение государственных доходов.

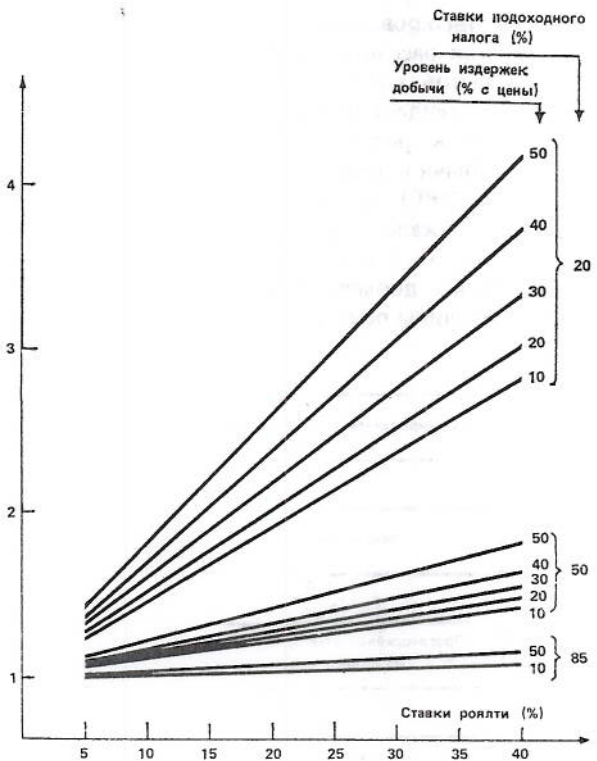
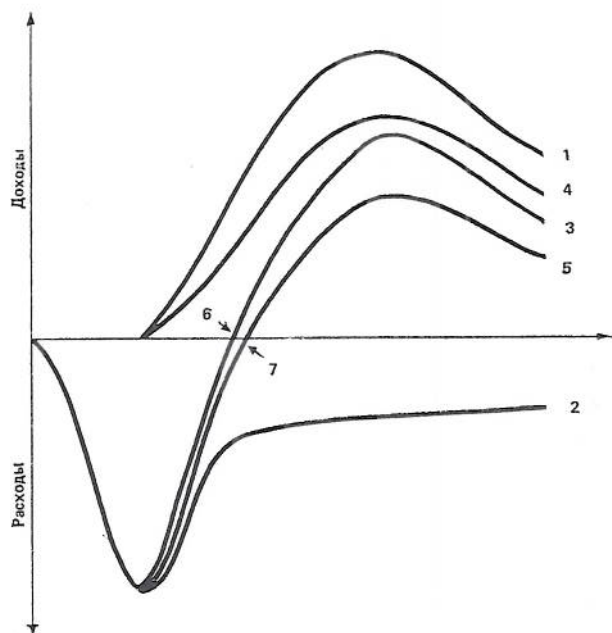


Рис. 8. Кратность масштаба увеличения доходов принимающей страны при переходе от первого ко второму способу расчета роялти и различных уровнях издержек добычи, ставок роялти и подоходного налога.

В то же время, чем ниже уровень экономического развития принимающей страны, чем острее испытывает она необходимость в быстрейшем поступлении ликвидности, чем более затруднено ее обращение к международной кредитной сфере и чем более ситуационными интересами руководствуются ее правящие круги, тем в принципе предпочтительнее для нее может оказаться первый способ учета роялти при исчислении налогов, несмотря на все очевидные преимущества второго способа для принимающей страны (см. рис. 8).



Условные обозначения:

1 — валовой доход; 2 — издержки добычи; 3 — чистый налогооблагаемый доход (валовой доход минус издержки добычи); 4 — валовой доход минус роялти; 5 — чистый доход минус роялти; 6 — начало поступления налогов при исчислении роялти в качестве элемента подоходного налога (первый способ калькуляции роялти); 7 — начало поступления налогов при исчислении роялти в качестве элемента издержек (второй способ калькуляции роялти).

Рис. 9. Начало поступления налогов при первом и втором способах расчета роялти.

Выплата роялти может осуществляться как в денежной форме, так и произведенной продукцией, т. е. нефтью. Возможны выплаты роялти смешанного типа, когда одна их часть, оговоренная в соглашении, выплачивается в денежной форме, а другая — нефтью. Во второй половине 70-х — начале 80-х годов в период укрепляющейся конъюнктуры рынка и растущих цен на нефть принимающие страны предпочитали получать роялти наличным товаром и тенденция эта расширялась. В настоящее время в связи с резким падением цен на нефть и сохранением на рынке избытка предложения следует ожидать возврата большинства принимающих государств к взиманию роялти непосредственно в денежной форме.

Основной канал изъятия прибылей у иностранных фирм — платежи с доходов (налоги). По расчетам автора на базе данных по 139 капиталисти-

ческим и развивающимся государствам, по состоянию на начало 1985 г. максимальная ставка подоходного налога составляла: средневзвешенная по числу стран — 48,15%, средневзвешенная по уровню добычи за 1984 г. — 57,77% (см. рис. 10).

Распространенность различных ставок подоходного налога в этих странах приводится в приложении 7.

Следует различать три вида подоходного налога: обычный (традиционный) — на прибыль корпораций;

специальный — на прибыль нефтяных корпораций;

дополнительный — как правило, на сверхприбыли или так называемые непредвиденные доходы нефтяных корпораций.

Ставки обычного подоходного налога колеблются от 0 (Антигуа, Багамские Острова) почти до 70% (Перу), ставки специального налога на прибыли нефтяных корпораций — как правило, от 50% (Нигер, Гвинея-Бисау, Либерия) до 85% в большинстве стран ОПЕК. Таким образом, ставки специального подоходного налога по "огрубленному" среднему варианту примерно вдвое выше обычного.

Разрыв в уровнях налогообложения обычным и специальным подоходным налогом отражает сложившиеся различия в уровне прибыльности нефтяного и других видов бизнеса. Поэтому введение ставки специального подоходного налога служит, по мнению автора, целям межотраслевого выравнивания средней нормы прибыли, т. е. призвано обеспечить ее снижение в нефтяной промышленности до уровня, сложившегося вне этой сферы бизнеса, путем изъятия абсолютной ренты. Введение системы дополнительных налогов предназначено для выравнивания средней нормы прибыли внутри самой нефтяной промышленности страны путем изъятия у инофирм как дифференциальной ренты I, так и "непредвиденных" доходов (например, при продаже части добытой нефти по цене, превышающей рыночную или оговоренную в соглашении). Не исключается также применение дополнительного налога для изъятия части монопольной ренты.

Таким образом, специальный подоходный налог призван не столько заменить, сколько устранить механизм межотраслевой конкуренции, а дополнительный — внутриотраслевой, ибо если межотраслевая конкуренция способствует выравниванию отраслевых норм прибыли в интересах монополий, то введение повышенных ставок специального подоходного налога решает ту же задачу в интересах принимающего государства (аналогично с внутриотраслевой конкуренцией и дополнительным налогом).

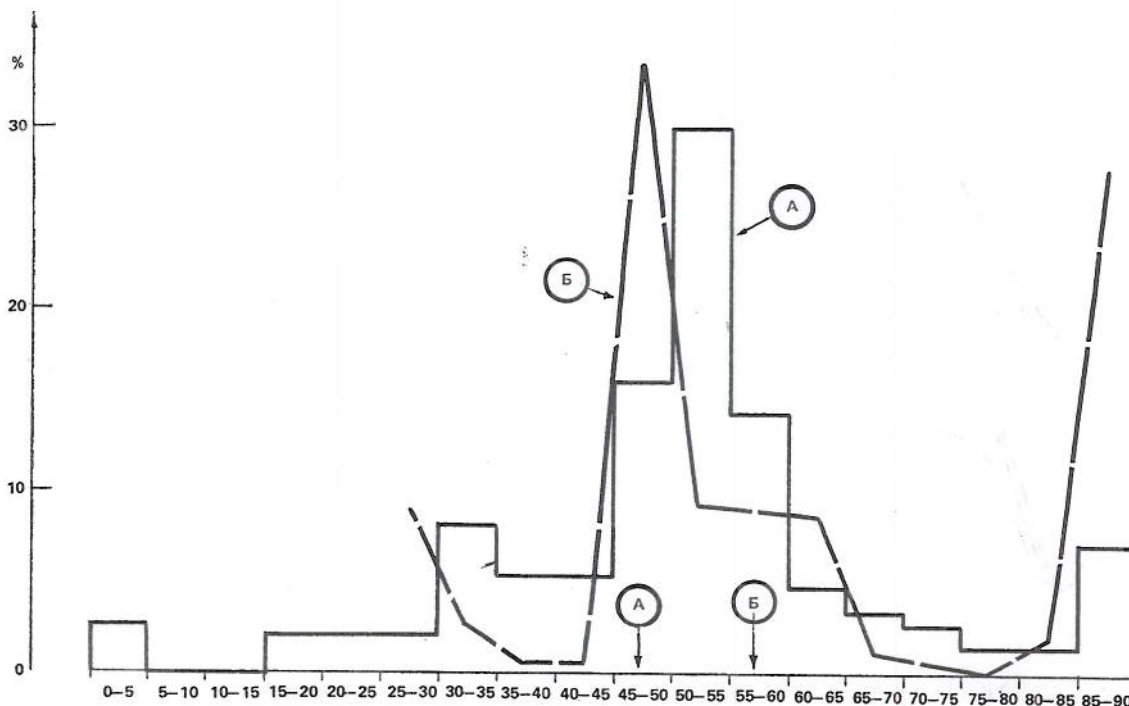


Рис. 10. Средневзвешенные по числу государств (А) и по объему добычи (Б) максимальные ставки подоходного налога в 139 капиталистических и развивающихся странах (в состав интервала включены его начальные значения).

Специальный подоходный налог может как заменять, так и дополнять обычный налог на прибыль корпораций. Правда, в некоторых странах порядок определения подоходного налога требует классифицировать этот налог как роялти (например, в Боливии подоходный налог равен 19%, но рассчитывается не от чистого, а от валового дохода фирмы, т. е. по существу является платежом с добычи).

Специальный подоходный налог с его повышенными по сравнению с обычными ставками и дополнительный налог применяются в большинстве случаев в модернизированных концессионных соглашениях, причем, например, в Великобритании и Норвегии применяются все три вида налога, а в ОПЕК, как правило, один — специальный, но зато с самой высокой в мире ставкой налогообложения (85%), что, по мнению автора, объясняется самым низким в мире уровнем издержек добычи нефти здесь, следовательно, самой высокой дифференциальной рентой \bar{r} (по плодородию)⁶.

⁶ Так, в Эквадоре, в отличие от других членов ОПЕК, издержки выше: по-видимому, поэтому и ставка специального подоходного налога ниже, чем в среднем по организации, — не 85%, а 71,42%.

В контрактах на предоставление услуг без риска, когда иносфирма не имеет возможности присвоить дифференциальную ренту, с нее, как правило, взимается традиционный подоходный налог. В контрактах на предоставление услуг с риском иносфирма связывается обязательством уплаты как обычного подоходного налога (хотя, например, в Перу его ставка — 68,5% — настолько велика, что соответствует среднему в мире уровню значений специального подоходного налога), так и совокупности всех трех видов налогов, причем дополнительных или специальных целевых налогов может быть несколько (Эквадор).

Таким образом, у модернизированной концессии и контракта на предоставление услуг с риском номенклатура взимаемых налогов может в ряде случаев оказаться одинаковой, создавая тем самым ложное представление о схожести этих типов соглашений.

В контрактах о разделе продукции возможны два варианта взимания подоходного налога: путем непосредственного или косвенного налогообложения (см. рис. 2). Первый осуществляется как при традиционном для контрактов этого типа разделе добычи (выделение иносфирме на погашение издержек не

облагаемой налогом "компенсационной" нефти и раздел оставшейся "распределяемой" нефти между компанией и государством; см. рис. 2, А), так и при прямом двухступенчатом разделе добычи (см. рис. 2, Б). При традиционном разделе принадлежащая инофирме доля "распределяемой" нефти облагается, как правило, обычным подоходным налогом (хотя его ставки, как указывалось ранее, могут быть весьма высоки). Роль специального налога с его повышенными ставками может выполнять сама процедура раздела добычи, при которой изъятие сверхприбылей осуществляется не повышением ставки налогообложения, а увеличением доли "распределяемой" нефти, отчисляемой в пользу государства. Аналогично происходит налогообложение при прямом двухступенчатом разделе.

Второй вариант — прямой одноступенчатый раздел всей добычи (а не "распределяемой" ее части) без налогообложения доли, выделенной инофирме (см. рис. 2, В) (например, в Ливии, где доля добычи, принадлежащая правительству, установлена в 81%, а инофирме — в 19% при условии освобождения ее от налогов).

Следовательно, если при первом варианте налогообложения отчисление в пользу государства повышенной доли "распределяемой" нефти дает эффект увеличения ставки подоходного налога от обычного до специального, то при втором — эффект перераспре-

деления "распределяемой" нефти в пользу государства настолько велик, что покрывает и непосредственно базисную функцию налога, вследствие чего необходимость в нем отпадает.

При косвенном налогообложении в контрактах о разделе продукции (т. е. при прямом ее разделе) взимание платежа с дохода по существу заменяется повышенным платежом с добычи, которому передаются функции изъятия не только дифференциальной, но и абсолютной ренты и, следовательно, все плюсы, присущие роялти (см. рис. 4).

Как при прямом, так и при косвенном способах взимания платежей с дохода наблюдается тенденция перехода от простого налогообложения (с фиксированными независимо от условий добычи ставками) к прогрессивному (со ставками, определяемыми по скользящей шкале в зависимости от условий добычи). Спектр условий добычи, учитываемый изменением ставки налогообложения, в принципе соответствует аналогичному для скользящей шкалы роялти (см. рис. 5). Это относится не только к скользящей ставке подоходного налога, но и к скользящему разделу добычи (для контрактов данного типа, где, как правило, наряду с ростом добычи предусматривается изменение в пользу принимающей страны структуры дележа либо "распределяемой" нефти, либо всей добычи), и к разделу дивидендов.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Доля "компенсационной" нефти в некоторых контрактах о разделе продукции (%)

Страна	Доля
Малайзия	Не более 20
Судан	30
Индонезия	Не более 40
Танзания	40 при добыче не более 150 тыс. барр./сут. и 30 при добыче свыше 150 барр./сут.
Китай	50
Филиппины	До 70 на глубоководных месторождениях

Приложение 2

Распределение добычи между государством и инофирмой в контрактах о разделе продукции (%)

Страна	Раздел продукции (доля государства и доля инофирмы)
	Раздел "распределяемой" нефти
Либерия, Экв. Гвинея	В зависимости от уровня рентабельности инофирмы до вычета налогов: от 0 : 100 при рентабельности 30% и менее до 80 : 20 при рентабельности 50% и более
Чили	15 : 85

Продолжение
Страна Раздел продукции
(доля государства и доля инофирмы)

Кот-д'Ивуар	40 : 60 на шельфе при глубине моря свыше 100 м. При создании смешанного предприятия доля государства может достигать 60% при разработке мелководных месторождений, но не должна превышать 15% на глубоководных.
Турция	От 51 : 49 до 70 : 30
Танзания	В зависимости от уровня добычи: от 60 : 40 при добыче 50 тыс. барр./сут. и менее до 80 : 20 — свыше 225 тыс. барр./сут.
Индия	От 65 : 35 при добыче 50 тыс. барр./сут. и менее до 80 : 20 — свыше 250 тыс. барр./сут.
Индонезия	65 : 35 при добыче 75 тыс. барр./сут. и менее, 67,5 : 32,5 — свыше 75 тыс. барр./сут.; 65 : 35 при добыче 60 тыс. барр./сут. и менее, 67,5 : 32,5 — от 60 тыс. до 100 тыс. барр./сут. и 70 : 30 — свыше 100 тыс. барр./сут.; 65,909 : 34,0909 с последующим налогообложением, чтобы пропорции раздела "распределяемой" нефти после вычета налогов составили 85 : 15; 72,5 : 27,5 при добыче 50 тыс. барр./сут. и менее, 77,5 : 22,5 — от 50 тыс. до 150 тыс. барр./сут. и 80 : 20 — свыше 150 тыс. барр./сут.
Малайзия	70 : 30 с доведением фактического раздела добычи после вычета налогов от 83,5 : 16,5 до 92,5 : 7,5
Судан	В зависимости от уровня добычи: 70 : 30 при добыче менее 450 тыс. барр./сут., 75 : 25 — от 450 тыс. до 750 тыс. барр./сут. и 80 : 20 — свыше 750 тыс. барр./сут.
Египет	85 : 15 (на суше), 70 : 30 (на шельфе)
Китай	Осуществляется по скользящей шкале в зависимости от уровня добычи и имеет 8 фиксированных ставок раздела плюс обязательное 51%-ное участие государства.
Прямой раздел добычи	
Перу	В зависимости от плотности нефти и накопленной добычи: 50 : 50 при плотности нефти менее 0,9593 т/м ³ ; при более тяжелой нефти первые 12 млн. барр. — 25 : 75, следующие 8 млн. — 30 : 70, следующие 10 млн. барр. — 40 : 60 и далее 50 : 50; в зависимости от уровня добычи: 50 : 50 при добыче до 150 тыс. барр./сут., 52 : 48 — от 150 тыс. до 200 тыс., 54 : 46 — от 200 тыс. до 250 тыс., 56 : 44 — от 250 тыс. до 300 тыс. и 58 : 42 — свыше 300 тыс. барр./сут.
Гватемала	В зависимости от уровня добычи: 55 : 45 при добыче до 30 тыс. барр./сут., 60 : 40 — от 30 тыс. до 50 тыс. барр./сут., 65 : 35 — от 50 тыс. до 100 тыс. и 75 : 25 — свыше 100 тыс. барр./сут.
Ливия	От 88 : 12 до 90 : 10

Приложение 3

Типичные договорные сроки поисково-разведочных работ и разработки месторождений нефти при заключении соглашений с инофирмами в конце 70-х — первой половине 80-х годов
(лет)

Страна	Период поисково-разведочных работ (первый этап)	Период разработки
Нигерия	Не регламентирован; устанавливается по договоренности сторон	...
Египет	2,5-6	30 ¹
Бразилия	3 + 1 + 1	15
Венесуэла	3	20
Ирак	3 + 2 + 1	20
Ангола	3-5	...
Норвегия	3-6	30-36 ²
Алжир	4	...
Судан	4 + 2 + 2 + 2	...
Тунис	4	50 ²
Кения	5	30
Ливия	5	...
Нигер	5	...
Чад	5 + (3-5) + (3-5)	...
Чили	5	30
Эквадор	5	30
Экв. Гвинея	5	20
Малайзия	От 5 до 10 + 5	от 20 + 4 до 40 (включая ПРР)
Сомали	Не более 6	25
Гватемала	6	25
Иран	6 + 2 (на суше) 3 + 3 + 3 (на шельфе)	25
Великобритания	6-7	30
Индонезия	от 6 + 2 + 2 до 8	30 ¹
Перу	6-8	28-35 ¹
Либерия	Не более 7 (со всеми продлениями); 10 (на шельфе на глубине свыше 200 м)	...
Гвинея-Бисау	Не более 7	20
Боливия	7	23
Гана	7	25
Мозамбик	7	20
Мадагаскар	8	15
ОАЭ (Абу-Даби)	8	35 ¹
Таиланд	8	...
Филиппины	15 (на шельфе)	...
Аргентина	14 (на суше)/17 (на шельфе)	35 (на суше и на шельфе)
Китай	...	15
Чад	...	40 ²

Примечание: Знаком "+" отмечены оговоренные в соглашениях (где это удалось установить) продления первого этапа ПРР; 1 — с момента подписания соглашения; 2 — с момента открытия месторождения.

Приложение 4

Некоторые примеры минимально необходимой программы работ по условиям соглашений

Страна, район добычи, вид соглашения (К – концессия, ПШ – продакшн-шеринг, РК – контракт на предоставление услуг с риском)	Минимально необходимая программа работ по условиям соглашения	
	На весь период ПРР	Минимальная величина расходов инофирмы в пересчете на 1 год первого этапа ПРР (млн. долл.)
Колумбия (суша, ПШ)	1 скважина или 800 тыс. долл. в течение 2 лет	0,4
Индонезия		
На шельфе (ПШ)	1,5 млн. долл. в течение 2 лет и 14,5 млн. с правом замены в последующие 6 лет	0,75
На шельфе (ПШ)	3,5 млн. долл. в течение 2 лет и 10,5 млн. с правом замены в последующие 4 года	1,75
ПШ	40,6 млн. долл. в течение 10 лет, в том числе 15 млн. долл. в первые 3 года	5,0
ПШ	51 млн. долл. в течение 6 лет	8,5
Боливия (ПШ)	3 скважины или 3 млн. долл. в течение 3 лет, по 1 скважине в год в последующие 2 года	1,0
Египет (ПШ)	от 5,6 млн. до 48 млн. долл.	1,0-8,0
Чад (К)	5,667 млн. долл. в течение 5 лет и столько же – в течение последующих 5 лет	1,1
Малайзия (К)	7364,6 тыс. долл. в течение 5 лет	1,5
Судан (К)	31 млн. долл. в течение 10 лет, в том числе 4 млн. – в первые 2 года	2,0
Бразилия (на шельфе, РК)	От 8 млн. до 20 млн. долл. Разрешается в течение первых 3 лет ПРР проводить только сейсморазведку, прежде чем принимать решение о переходе к поисково-разведочному бурению.	2,7-6,7
Абу-Даби (К)	50 млн. долл. в течение 8 лет	6,3
Иран (К)	68 млн. долл. в течение 5 лет	13,6
Норвегия (на шельфе, К)	3 скважины в течение 3 лет	...
	8 скважин в течение 6 лет (местоположение которых утверждается министерством нефти и энергетики), в том числе 3 скважины должны достигать 4,5 тыс. м	...
	9 скважин общей стоимостью не менее 100 млн. долл. в течение 6 лет	16,7
Эквадор (ПШ)	Из расчета 100 тыс. долл./кв. км в течение 3 лет	...
Гватемала (ПШ)	1-2 скважины глубиной не менее 300-400 м в течение 3 лет (структурное бурение)	...
Перу (ПШ)	3 скважины в течение 4 лет	...
Нигерия (К)	1 скважина в год начиная со второго года (всего не менее 3 скважин)	...

Приложение 5

Некоторые типичные примеры возврата участков в соглашениях разных видов

Страна, вид соглашения	Условия возврата участков (все временные интервалы – с начала ПРР, ОТ – оставшаяся территория, ПТ – первоначальная территория)	Период ПРР (лет)	Возврат участков (% от ПТ)	
			К концу первого этапа ПРР	К концу второго этапа ПРР (первый этап ПРР плюс первое его продление)
Чад (К)	25% через 2 года, 50% ОТ через 5 лет, 25% ОТ через 10 лет	5+(3-5)+(3-5)	62,5	71,9
Малайзия (К)	50% через 5 лет, 25 % ПТ через 10 лет	10+5	75	...
Норвегия (К)	50% через 6 лет	6	50	...

Продолжение

Страна, вид соглашения	Условия возврата участков (все временные интервалы — с начала ПРР, ОТ — оставшаяся территория, ПТ — первоначальная территория)	Период ПРР (лет)	Возврат участков (% от ПТ)	
			К концу первого этапа ПРР	К концу второго этапа ПРР (первый этап ПРР плюс первое его продление)
Индонезия (ПШ)	25% через 3 года, 25% через 6 лет, 10% через 8 лет	6+2+2	50	60
	30% через 3 года, 30% через 6 лет	6+2	60	...
	30% ПТ через 3 года, 30% ПТ через 6 лет, 10% через 8 лет. Через 10 лет у контрактора должно остаться не более 40% ПТ. Возвращаемые участки определяет контрактор.
Перу (ПШ)	25% через 3 года, 25% ПТ через 6 лет и такая же дополнительная площадь через 8 лет, чтобы ОТ у контрактора не превышала 40% ПТ	6+2+2	50	60 и более
	50% через 7 лет	7	50	...
Судан (ПШ)	50% через 6 лет	6	50	...
	25% через 1 год, 12,5% ПТ через 2 года, 12,5% ПТ через 3 года, 12,5% ПТ через 6 лет	4+2+2+2	54,2	62,5
Гватемала (ПШ)	50% через 5 лет. Через 6 лет контракт считается расторгнутым, если не будет коммерческих притоков нефти.	6	100	—
Египет (ПШ)	75% через 1 год
Иран (РК)	40% через 4 года, 30% ПТ через 6 лет
	50% через 1 год, 1/3 ОТ через 3 года и еще 1/3 через 6 лет (на шельфе)	3+3+3	66,7	83,3
	50% через 4 года, 25% через 6 лет	6+2	75	...
Ирак (РК)	50% ПТ через 5 лет, 50% ОТ через 7 лет, вся ОТ, кроме коммерческих месторождений, через 9 лет. Возвращаемые участки определяет контрактор.
	50% через 3 года, 25% через 5 лет	3+2+1	50	75

Примечание. Знаком "+" отмечены оговоренные в соглашениях (где это удалось установить) продления первого этапа ПРР.

Приложение 6

Максимальные ставки роялти в нефтяном законодательстве 130 капиталистических и развивающихся стран и территорий по состоянию на начало 1985 г. (% по Бэрроусу)

Максимальная ставка	Страны и территории
0	Ангола, Антигуа, Бангладеш, Бирма, Бразилия, Гаити, Индонезия, Иордания, Ирак, Иран, Испания, Камерун, Лесото, Сингапур, Филиппины, Чили, Швеция, Шри-Ланка, ЮАР
1	Того
1,25	Папуа-Н. Гвинея
4	Зимбабве
5	Верхн. Вольта, Гонконг, Лаос
7,5	Уругвай
8	Перу
10	Австралия, Египет, Индия, Канада, Малайзия, Непал, Суринам, Экв. Гвинея
11	Боливия
12	Аргентина, Гваделупа, Гвиана (фр.)
12,5	Алжир, Бенин, Британские Виргинские о-ва, Бруней, Бурунди, Великобритания, Гамбия, Гана, Гвинея, Гондурас, Гренландия, Греция, Дубай, Заир, Израиль, ЙАР, Каймановы о-ва, Кипр, Кот-д'Ивуар, Либерия, Маврикий, Мав-

Максимальная ставка

Продолжение
Страны и территории

14,5	Британия, Мали, Мальта, Нигер, Пакистан, Палау, Португалия, Сейшельские Острова, Сенегал, Сирия, Судан, Сьерра-Леоне, Таиланд, Тайвань, Тонга, Турция, Фиджи, Эль-Фуджайра, Чад, Эфиопия, Южн. Корея, Ямайка
15	Шарджа
16	Доминик. Респ., Кампучия, Ливан, Мозамбик, НРК, Нидерланды, Панама, Парагвай, Рас-эль-Хайма, Сомали, Тунис, Швейцария
16 1/3	Дания, Ирландия, Норвегия
16 2/3	Никарагуа
18	Венесуэла, Ливия, Пуэрто-Рико
18,57	Умм-эль-Кайвайн, Аджман
20	Эквадор
25	Абу-Даби, Австрия, Бахрейн, Белиз, Габон, Гватемала, Гвинея-Бисау, Италия, Катар, Кения, Колумбия, Кувейт, Мадагаскар, Марокко, Нейтр. Зона, Нигерия, Оман, Сауд. Аравия
30	Гайана, США
35	Франция
40	Мексика
	Багамские Острова, Нидерландские Антиллы, ФРГ

Приложение 7

Продолжение

Максимальные ставки подоходного налога в нефтяном законодательстве 139 капиталистических и развивающихся стран и территорий по состоянию на начало 1985 г. (% по Бэрроусу)

Максимальная ставка

Страны и территории

Максимальная ставка	Страны и территории	Максимальная ставка	Страны и территории
0	Багамские Острова, Гренада, Каймановы о-ва	48,4777	Греция
15	Уругвай	50	Бенин, Бирма, Гаити, Гамбия, Гана, Гваделупа, Гвинея-Бисау, Гондурас, Заир, Ирландия, Лесото, Либерия, Кот-д'Ивуар, Маврикий, Мавритания, Малави, Мали, Мозамбик, Нигер, Панама, Папуа-Н. Гвинея, Рас-эль-Хайма, Сьерра-Леоне, Соломоновы Острова, Суринам, Тайвань, Танзания, Того, Тонга, Франция, Гвиана (фр.), ФРГ, Чад, Аджман, Экв. Гвинея
16,5	Гонконг	50,8	Норвегия
22	Ливан	51	Боливия, Эфиопия
23	Пуэрто-Рико	51,75	Зимбабве
25	Бразилия	52	Турция, Великобритания
27	Мексика	52,5	Кения
30	Италия, Парагвай, Сальвадор	55	Австрия, Алжир, Антигуа, Бангладеш, Бруней, Гренландия, Дубай, ЙАР, Пакистан, Сейшельски Острова, Умм-эль-Кайвайя, Эль-Фуджайра
32	Египет	56	Индонезия
32,5	Мальта	56,25	Габон
33,33	Сенегал	56,38	Индия
34	Аруба, Бонэр, Кюрасао, Нидерландские Антиллы, Наветренные о-ва	56,4	Япония
35	Ботсвана, Гайана, Швейцария	57,8	Камерун
36	Сирия	58,9	Финляндия
38	Израиль, Южн. Корея	60	Венесуэла, Ливия, НРК, Таиланд, Тунис
39,875	Филиппины	60,4	Швеция
40	Испания, Колумбия, Никарагуа, Сингапур	65,75	Ангола
42	Гватемала, ЮАР	67	Сомали, Судан
42,5	Кипр	68,5	Перу
45	Аргентина, Барбадос, Бельгия, Замбия, Ирак, Коста-Рика, Люксембург, Мадагаскар, Малайзия, Н. Зеландия, Португалия, Тринидад и Тобаго, Фиджи, Ямайка	70	Дания, Нидерланды
46	Австралия, Гвинея, Доминик. Респ., США, Чили	77	Шарджа
47	Канада	80	Оман
48	Марокко	85	Абу-Даби, Бахрейн, Иран, Катар, Кувейт, Нейтр. Зона, Нигерия, Сауд. Аравия
		87,31	Эквадор