

# И снова о казахстанском содержании в закупках недропользователей...

**М. Мауленов**, управляющий партнер консалтинговой компании OLYMPEX ADVISERS, кандидат юридических наук

*Не нужно искать причину, надо искать средство*  
Генри Форд

Несмотря на принимаемые государством меры по развитию казахстанского содержания в закупках недропользователей, данная проблема по-прежнему не теряет своей актуальности и в преддверии вступления Казахстана в ВТО становится еще более сложной.

Согласно статистическим данным, размещенным на официальном сайте Министерства индустрии и новых технологий Республики Казахстан, по итогам 2012 года общий объем закупок товаров, работ и услуг недропользователей горнорудного и нефтегазового комплексов составил 2 987,3 млрд тенге, доля местного содержания составила 50,1 % на сумму 1 496,2 млрд тенге. В том числе закуп товаров составил 758,3 млрд тенге, доля местного содержания составила 12,6 % на сумму 95,2 млрд тенге (причем на горнорудный сектор приходится 57,6 млрд тенге, а на нефтегазовый сектор 37,6 млрд тенге).

Получается, что в 2012 году доля местного содержания в закупках товаров нефтегазовыми компаниями составила порядка 5 %.

Учитывая, что объем закупок в нефтегазовой отрасли Казахстана составляет фактически 50 % от общего объема закупок, масштабы проблемы низкого уровня казахстанского содержания в закупках нефтегазовых компаний довольно очевидны.

В нашей статье не хотелось бы снова говорить о причинах таких невысоких показателей, так как тема «казахстанского содержания» уже в достаточной мере освещена, как государственными, так и частными экспертами.

Вместе с тем, предлагаем рассмотреть международный опыт, чтобы понять: как в других странах решается проблема развития ме-

стного содержания в закупках нефтегазовых компаний.

Если говорить о сравнительно-правовом анализе законодательства зарубежных стран, то наиболее распространенными являются два подхода к регулированию местного содержания в закупках недропользователей: административный и либеральный (партнерский).

К странам, использующим первый подход, можно отнести Российскую Федерацию и Норвегию: в законодательстве данных государств прописаны фиксированные обязательства по местному содержанию.

К примеру, в России на законодательном уровне закреплено обязательство недрополь-

В 2012 году доля местного содержания в закупках товаров нефтегазовыми компаниями составила порядка 5 %.

завателя по приобретению технического оборудования, необходимого для геологического изучения, добычи, транспорти-

ровки и переработки полезных ископаемых, технических средств и материалов у местных производителей (не менее 70 % от общей стоимости приобретенной продукции в каждом году).

В Норвегии законодательно предусмотрено «соглашение доброй воли», согласно которому недропользователь обязан не менее 2 % от годового бюджета направлять на НИОКР (научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы), при этом не менее 50 % объема таких работ должны быть выполнены в Норвегии.

В настоящее время в Казахстане также превагирует вышеуказанный подход: в Законе Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» (далее — Закон) предусмотрено, что в контракте должны быть определены обязательства недропользователя по казахстанско-



му содержанию в кадрах, товарах, работах и услугах.

Начиная с 2010 года, идет масштабный переговорный процесс по подписанию дополнительных соглашений к основному контракту с установлением фиксированных показателей по объему казахстанского содержания с недропользователями, в контрактах которых отсутствуют данные обязательства. При этом наблюдается отсутствие утвержденной и прозрачной методики определения необходимых к достижению показателей в том или ином контракте, так как в Законе не определен одинаковый для всех размер обязательств.

Напрашивается логичный вопрос: почему практически при идентичных механизмах государственного регулирования в Российской Федерации и Норвегии проблема местного содержания не является такой острой?

Ответ, на наш взгляд, заключается в том, что в вышеуказанных государствах местные поставщики, то есть рынок, были готовы к фиксированному спросу со стороны недропользователей и, соответственно, последние выполняли требуемые от них принимающим государством обязательства в полном объеме.

У нас, в свою очередь, сложилась такая ситуация, что ответственность за увеличение доли казахстанского содержания возложена только на недропользователей, при этом не проведен анализ, насколько готова отечественная индустрия к таким заказам, как в количественном, так и в качественном плане.

Достаточно привести пример по введению в Закон, по аналогии с Норвегией, обязательства по финансированию недропользователями НИОКР в размере не менее 1% от совокупного годового дохода. При этом такие работы должны быть выполнены казахстанскими организациями.

Данная норма сегодня фактически не работает, так как недропользователи не заинтересованы финансировать разработки, которые предлагают наши научные организации в виду отсутствия их практического эффекта. Государство не может их обязать принудительно, так как редакция нормы предполагает, что финансирование НИОКР должно иметь прикладной характер в первую очередь для самого недропользователя.

В нашем случае, используя административный подход, можно было бы пойти по пути Нигерии, согласно законодательству которой, недропользователь имеет обязательства по использованию определенной наиболее конкурентоспособной местной продукции в процентном соотношении к общему объему закупаемой продукции (к примеру:

**Утвержден проект расширения месторождения Тенгиз**

В Казахстане, скорее всего, все же будут реализованы проекты, связанные с расширением объемов производства углеводородного сырья на крупнейших сухопутных месторождениях – Тенгизском (Атырауская область) и Карачаганакском (Западно-Казахстанская область). Центральная комиссия по разработке Комитета геологии Рес-

публики Казахстан недавно утвердила вариант 10С проекта будущего расширения (ПБР) добычи на Тенгизе, предложенный национальным холдингом «КазМунайГаз». Технологическая схема дальнейшей разработки Карачаганака, называемая фазой 3, определится после планируемого пересчета запасов этого месторождения. Об этом заместитель председателя правления АО «НК «КазМунайГаз» Курмангазы Исказиев заявил в Алматы на пресс-конференции, состоявшейся в рамках международной нефтегазовой конференции KIOGE-2013.

«Мы сейчас вместе с партнерами по тенгизскому проекту начали более плотно работать [в этом направлении]. Техническая схема разработки уже одобрена госорганами», – сказал он.

Он отметил также, что вариант 10С, предложенный «КазМунайГазом», в отличие от варианта разработчика месторождения – компании «Тенгизшевройл» (ТШО), позволяет вести рациональную разработку месторождения не только в контрактный, но и постконтрактный период, то есть после 2033 г. К. Исказиев пояснил, что это будет возможно за счет обратной закачки газа. При этом первые опытные работы будут проведены на соседнем Королевском месторождении, тоже разрабатываемом ТШО.

Представитель «КазМунайГаза» дал понять, что, по сути, национальная компания модернизировала вариант, предложенный ТШО. Всего же, по его словам, было рассмотрено 28 вариантов дальнейшего развития этого месторождения.

Таким образом, в результате реализации ПБР объем добычи нефти на Тенгизе возрастет с 26 млн тонн до 38 млн тонн в год. Для этого будет пробурено 264 скважины, построен новый завод. Как сообщалось, в I полугодии 2013 г. на Тенгизе было добыто 13,6 млн тонн сырой нефти против 12,5 млн тонн за аналогичный период прошлого года.

В прошлом году председатель АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Казына» Умирзак Шукеев фактически выступил против строительства на Тенгизе объектов проекта будущего расширения, поддержав идею аналитической группы этого государственного фонда об увеличении производства нефти за счет модернизации имеющегося завода второго поколения (ЗВП). Обсуждения по поводу целесообразности реализации ПБР продолжались до сих пор.



60 % от общего количества используемых стальных канатов).

Таким образом, понимая, что местная продукция уступает по качеству импортной, нигерийское правительство предлагает недропользователям сегментированный перечень местной продукции, которая не будет уступать зарубежным аналогам.

Нигерийский подход по своей сути является «смешанным» и стоит на стыке между административным (так как обязательства закреплены на законодательном уровне) и партнерским (так как имеет место определенный диалог с недропользователем).

Сущность второго подхода как раз и состоит в переговорном процессе и конструктивном разговоре между государством и недропользователями: такой подход используется в таких странах как Великобритания и Бразилия.

В Бразилии, основываясь на принципе партнерства, правительством совместно с недропользователями и местными поставщиками было определено и сформировано в 3 группы, в зависимости от уровня конкурентоспособности, 18 сегментов местной продукции, обязательной к использованию недропользователями.

При этом правительство Бразилии в лице национальной компании «Petrobras» взяло на себя обязательство по оказанию содействия в развитии местного содержания по вышеуказанным сегментам путем создания ряда сервисных предприятий и государственной поддержки НИОКР.

Однако наиболее показательным примером партнерского подхода между принимающим государством и недропользователями является, безусловно, опыт Великобритании.

В 1973 году на начальном этапе разработки имеющихся морских (оффшорных) нефтяных месторождений между Правительством Великобритании и Ассоциацией зарубежных оффшорных операторов, которые намеревались предложить свои услуги, был заключен Меморандум о взаимопонимании.

Данный Меморандум содержал следующие ключевые положения, которые поспособствовали росту доли местного содержания:

1) введение обязательной процедуры проверки (аудита) для мониторинга закупок на сумму свыше 100 тыс. фунтов стерлингов (50 тыс. фунтов стерлингов в сфере технического обслуживания и ремонта);

- 2) определение активной роли ответственного государственного органа Великобритании Offshore Suppliers Office (далее — OSO), который должен был анализировать и выявлять причины, как положительных, так и отрицательных по отношению к местным поставщикам итогов тендерных процедур оффшорных операторов, а также давать рекомендации по повышению конкурентоспособности местных поставщиков;
- 3) принятие оффшорными операторами «Кодекса положительной практики» (получение поставщиками полной и справедливой возможности при участии в тендерных процедурах оффшорных операторов).

По своей сути практическая интерпретация положений Меморандума выражалась в формуле успеха: *«чем выше местное содержание, тем проще оффшорным операторам вести в будущем переговоры с Правительством Великобритании».*

Хотелось бы также отдельно остановиться на Кодексе положительной практики, так как данный документ является неотъемлемой

частью Меморандума, и требует, чтобы оффшорные операторы приняли следующие меры (ниже перечислены некоторые из них):

- все потенциальные местные поставщики могут получить полный пакет тендерной документации на английском языке;
- техническая спецификация должна основываться на передовых отраслевых стандартах нефтегазовой отрасли или имеющихся национальных стандартах Великобритании;
- техническая спецификация должна быть составлена таким образом, чтобы не исключать местных поставщиков от участия в тендерах;
- любые поправки в условия проведения тендера должны быть доступны для всех участников тендера;
- все претенденты должны получить одинаковый и разумный период времени для подготовки своей тендерной заявки;
- требования к товарам, работам и услугам не должны быть более строгими, чем требуется;
- операторы должны информировать OSO о заключении любого контракта с зарубеж-



ной компанией и давать OSO разумные сроки для оценки причин не заключения контракта с местным поставщиком;

- операторы в обязательном порядке должны предоставлять информацию OSO о предстоящих тендерах.


Самое главное, что принятие Кодекса позволило местным поставщикам, на равных без какой либо дискриминации, участвовать в тендерах, проводимых оффшорными операторами на территории Великобритании.

Принимая во внимание положительный международный опыт Великобритании и Бразилии (в настоящее время уровень местной продукции в этих странах доходит до 70–80 %), а также то, что нынешний административный подход, судя по статистике, не оправдывает себя, возникает естественная необходимость в пересмотре государственной политики в сфере регулирования казахстанского содержания в нефтегазовой отрасли.

Более того, в связи с интеграционными процессами нашей страны, связанными со вступлением Казахстана в ВТО актуальным станет вопрос по недопущению предоставления местным поставщикам преференций или более выгодных условий для развития, чем потенциальным зарубежным поставщикам.

В заключение хотелось бы отметить, что по инициативе АО «НК «КазМунайГаз» 25 сентября 2012 г. была подписана «Актауская декларация о совместных действиях», сторонами которой являются национальная компания и операторы трех крупных нефтегазовых проектов: «КарачаганакПетролеумОперейтинг Б.В.», «Норт Каспиан Оперейтинг Компани Б.В.» и ТОО «Тенгизшевройл». Цель Декларации — совместная выработка реальных механизмов по увеличению доли казахстанского содержания в нефтегазовой отрасли.

На наш взгляд, эта инициатива подтверждает, что недропользователи готовы к диалогу с государством, остается понять: готово ли само государство к пересмотру своей действующей политики в пользу партнерства?

Возможно, в этом случае сработает принцип «win-win», широко распространенный в бизнесе, при котором выигрывают обе стороны! 

Несмотря на затянувшиеся сроки согласования основных технических параметров ПБР, партнеры по ТШО (Chevron – 50 %, «КазМунайГаз» – 20 %, ExxonMobil Kazakhstan – 25 % и СП «ЛукАрко» – 5 %) надеются завершить его, а также связанный с ним другой крупный проект (по управлению устьевым давлением скважин на Тенгизе) в середине 2018 г., как и планировалось ранее. К. Исказиев подчеркнул, что стоимость реализации обоих проектов не изменилась по сравнению с первоначальными оценками и составляет на сегодняшний день \$23 млрд.

В отношении Карачаганакского месторождения, разрабатываемого международным консорциумом Karachaganak Petroleum Operating (KPO), принято решение о пересчете запасов, по результатам которого будет подготовлена технологическая схема дальнейшей разработки месторождения. По словам К. Исказиева, в настоящее время KPO добывает на Карачаганакском месторождении 16 млрд куб. м газа и 11 млн тонн жидких углеводородов в год, а в соответствии с рассматриваемой новой схемой разработки предполагается увеличение объема добычи газа и стабилизация добычи жидких углеводородов. Ранее сообщалось, что KPO в I полугодии 2013 г. добыл на Карачаганаке 66,934 млн баррелей в нефтяном эквиваленте стабилизированных и нестабилизированных жидких углеводородов, газа и топливного газа, закачав обратно в пласт 3948 млн куб. м газа (47 % от общего объема его добычи).

Год назад Министерство нефти и газа Республики Казахстан заявляло о том, что государство рассчитывает на получение дополнительных доходов от участия в Карачаганакском проекте в размере от \$3,3 до \$5 млрд в виде денежных потоков (Cash Flow) или от \$1,4 до \$2 млрд в виде дисконтированных денежных потоков (NPV) «КазМунайГаза» в течение всего оставшегося срока действия окончательного соглашения о разделе продукции (ОСРП), который истекает в 2037 г. Размер этого дополнительного дохода привязан к стоимости нефти на период с 2012 по 2037 г. Однако сумма поступлений будет зависеть еще и от сценариев последующего развития Карачаганакского месторождения, в частности от реализации фазы 3, предполагающей значительный рост производства. В рамках этой фазы в течение 2014–2021 гг. на Карачаганаке планируется поэтапное строительство нового современного газоперерабатывающего завода мощностью 3,9 млрд куб. м товарного газа, 410 тыс. тонн серы, а также 4042 тыс. баррелей широкой фракции легких углеводородов. Его стоимость на сегодняшний день оценивается приблизительно в \$3,7 млрд, срок окупаемости составит 12 лет.

Передача десятипроцентной доли в KPO компании «КазМунайГаз» произошла в прошлом году, в связи с чем доли участия между подрядными компаниями в проекте распределились следующим образом: BG Group – 29,25 %, Eni – 29,25 %, Chevron – 18 %, «ЛУКОЙЛ» – 13,5 % и «КазМунайГаз» через ТОО «КУДОСРП» – 10 %.