

УДК 330.3:622.279

П.Б. Никитин, П.П. Никитин, И.А. Зюзина, Е.В. Стречень

О новых экономических условиях разработки морских месторождений углеводородов

В настоящее время произошло кардинальное изменение всех основных исходных компонентов экономической оценки морских месторождений углеводородов (УВ), коснувшееся цен на реализуемую продукцию, затрат в освоение месторождений, а также системы налогов и платежей [1–3]. Значительное снижение мировых цен на нефть отражается не только на эффективности экспорта нефти, но и вызывает достаточно широкий системный эффект.

Во-первых, мировые цены на нефть, как правило, корреспондируют с экспортными ценами на газ и влияют на эффективность экспортных поставок газа. Снижение цен на нефть в определенной мере компенсируется для отечественной экономики резким повышением курса доллара относительно рубля. В результате вопрос равноэффективных цен на газ сохраняет свою актуальность.

В связи с тем что в настоящее время практически не существует представительной базы данных по отечественным морским месторождениям, для расчета затрат в ходе экономической оценки проектов специалисты вынуждены применять нетрадиционные подходы [4–6]. На ранних этапах могут использоваться зарубежные программные продукты, адаптированные к российским условиям, в частности для оценки морских месторождений ОАО «Газпром» и НК «Лукойл» применяют пакет Que\$tor [5]. Сопоставление фактических расходов с затратами, рассчитанными посредством Que\$tor, позволило определить региональные поправочные коэффициенты, предусматривающие увеличение фактических затрат по сравнению с прогнозом на базе Que\$tor. Однако резкий рост курса доллара по отношению к рублю обуславливает дифференцированный подход к корректировке затрат отечественных производителей и зарубежных поставщиков: поскольку затраты в Que\$tor рассчитываются в долларовом эквиваленте, для российских производителей удорожающий коэффициент необходимо понизить пропорционально величине роста курса доллара за последнее время (условно за год).

Согласно экспертным оценкам доля участия отечественных производителей в подготовке и оборудовании месторождений в значительной мере зависит от принципов обустройства морского месторождения. Соответственно, этим определяются влияние валютной составляющей морских проектов, а также мультипликативный эффект для экономики страны в целом. Так, наиболее низкая доля привлечения зарубежных производителей отмечается в отношении прибрежно-морских месторождений или месторождений, расположенных на относительно небольшом расстоянии от берега, для которых планируется использование береговых наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Это определяется, главным образом, затратами на специальные буровые инструменты и материалы для бурения, а также сопровождение буровых работ. Опыт использования стационарных платформ показывает, что здесь участие отечественных производителей может проявляться в строительстве опорной части платформ, прокладке трубопроводов, а также бурении эксплуатационных скважин с привлечением зарубежных геосервисных компаний.

Известно, что применительно к разработке морских месторождений УВ перспективны подводные системы добычи [6]. В данном случае значительно увеличить протяженность газопроводов от подводных добычных комплексов до потребителей позволяют подводные компрессоры. В экстремальных природно-климатических условиях такие системы целесообразно использовать на средних и больших глубинах

Ключевые слова:
морские месторождения нефти и газа, экономическая оценка, затраты, система налогообложения.

Keywords:
offshore oil and gas fields, economic assessment, expenditures, system of taxation.

моря, так как на малых глубинах из-за опасности вспашки дна для этого требуются дополнительные защитные сооружения. К сожалению, доля участия отечественных производителей в обустройстве месторождений подводными комплексами очень низка. Как показывает первый опыт подводного обустройства российских месторождений, отечественными в этом случае могут стать промысловые и магистральные трубопроводы (включая работы по укладке труб). Возможно также привлекать отечественные мобильные буровые установки.

С точки зрения экономической эффективности освоения морских месторождений крайне важен аспект налогообложения. В настоящее время в этой сфере можно выделить две принятые на законодательном уровне налоговые системы (действующую налоговую систему и соглашения о разделе продукции¹), а также ряд предложений по улучшению налогового климата для российских морских месторождений нефти и газа. Остановимся на действующей налоговой системе, которая в качестве основных фискальных составляющих дохода государства при разработке месторождений УВ рассматривает вывозную таможенную пошлину, два федеральных налога – на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и на прибыль организаций, региональные налоги на имущество организаций.

Для начала рассмотрим последние изменения законодательства, касающиеся нефтегазовой отрасли в целом. В условиях, когда нефтегазовые доходы составляют порядка половины дохода федерального бюджета и формируются главным образом за счет НДПИ и доходов от экспортных пошлин на УВ, российское правительство пытается в последние годы корректировать структуру налоговой нагрузки, внося изменения в различные законодательные акты. Начиная с 2012 г. в правительстве дебатировался так называемый «налоговый маневр», в результате которого предлагалось перераспре-

делить вклад НДПИ и таможенных пошлин на нефть и нефтепродукты. Безусловно, такой подход касается не только нефтяных, но и газовых и нефтегазоконденсатных месторождений.

В сентябре 2013 г. Федеральным законом от 30.09.2013 г. № 268-ФЗ (коррективы внесены Федеральным законом от 24.11.2014 г. № 366-ФЗ) введены понятия, используемые при налогообложении добычи УВ, а также внесены изменения в законодательные акты в связи с осуществлением мер налогового и таможенно-тарифного стимулирования деятельности по добыче углеводородного сырья на континентальном шельфе РФ. С июля 2014 г. с принятием закона № 263-ФЗ изменился подход к определению ставки НДПИ для газа и конденсата. Законодательно утверждаются лишь базовые ставки: для конденсата – 42 руб./т, для природного газа – 35 руб./тыс. м³. Формирование окончательного значения налоговых ставок зависит от определения коэффициентов, характеризующих не только ценовые составляющие внутреннего и внешнего рынков с учетом доли рынков и условий доставки продукции потребителям, но и степень сложности добычи углеводородного сырья в зависимости от местоположения и степени выработанности залежей углеводородного сырья на конкретном участке недр. Для некоторых регионов (включая Охотское море) введены временные льготные коэффициенты, позволяющие снизить налоговую нагрузку. Цены, участвующие в расчетах НДПИ, определяет Федеральная служба по тарифам.

Согласно Федеральному закону от 24.11.2014 г. № 366-ФЗ 1 января 2015 г. вступают в силу изменения в ст. 3.1 Закона РФ от 21.05.1993 г. № 5003-1 «О таможенном тарифе», устанавливающую порядок определения ставок вывозных таможенных пошлин на сырую нефть и отдельные категории товаров, выработанных из нефти, а также в ст. 342 (п. 2, пп. 9) Налогового кодекса РФ. Суть одного из вводимых изменений заключается в одновременном снижении экспортных налоговых пошлин на углеводородное сырье и повышении НДПИ. По сравнению с закрепленными законодательством в 2014 г. таможенными тарифами значительно снижаются предельные ставки вывозной таможенной пошлины на сырую нефть. Так, при стоимости нефти «Юралс» более 182,5 долл./т предельная ставка пошлины снижается с 59 % (2014 г.) до 42 % в 2015 г., до

¹ Правовые основы отношений, возникающих в процессе осуществления российских и иностранных инвестиций в поиски, разведку и добычу минерального сырья на территории РФ, а также на континентальном шельфе и(или) в пределах исключительной экономической зоны РФ на условиях соглашений о разделе продукции устанавливает Федеральный закон от 30 декабря 1995 г. № 225-ФЗ «О соглашениях о разделе продукции» с изменениями и дополнениями от 7 января 1999 г., 18 июня 2001 г., 6 июня 2003 г., 29 июня, 29 декабря 2004 г., 30 декабря 2008 г., 19 мая 2010 г., 19 июля 2011 г.

36 % в 2016 г., до 30 % после 1 января 2017 г.² При этом базовая ставка НДС для нефти соответственно возрастает с 493 руб. (2014 г.) до 766 руб. в 2015 г., до 857 руб. в 2016 г., достигая в 2017 г. 919 руб. за тонну добытой, обессоленной, обезвоженной и стабилизированной нефти³. Налоговая ставка умножается на коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть. Полученное произведение уменьшается на величину показателя, характеризующего особенности добычи нефти. Складывается ситуация, при которой следует ожидать постепенного роста внутренних цен на нефть, нефтепродукты и конденсат.

Большинство объектов добычи УВ на шельфе относятся к новым морским месторождениям, для которых в зависимости от принадлежности к той или иной категории (табл. 1) согласно классификации новых морских месторождений, введенной Федеральным законом № 268-ФЗ, определены условия, действующие в течение заданных временного интервала и определенного календарного срока, устанавливающего границу их применения.

Освобождение от **вывозных таможенных пошлин** в отношении экспортируемых углеводородов предусмотрено для новых месторождений в периоды:

- до 31 марта 2032 г. – для месторождений 1-й и 2-й категорий;
- до 31 марта 2042 г. – для месторождений 3-й категории;
- на весь период разработки (в ред. Закона № 366-ФЗ) – для месторождений 4-й категории.

² Предыдущей редакцией Закона № 5003-1 от 04.03.2014 г. предусматривался следующий алгоритм снижения ставки данного вида пошлины: в 2015 г. – до 57 %, начиная с 1 января 2016 г. – до 55 %.

³ Предыдущая редакция Налогового кодекса РФ предусматривала следующий алгоритм повышения базовой ставки НДС: в 2015 г. – до 530 руб., начиная с 1 января 2016 г. – 559 руб.

Наиболее сложным в применении к месторождениям шельфа является НДС. В период разработки объектов добычи УВ как новых месторождений для подсчета НДС вводятся адвалорные налоговые ставки, зависящие от календарного срока начала промышленной разработки, а для 3-й и 4-й категорий – и от вида УВ (табл. 2).

Налоговой базой для расчета НДС на новых месторождениях служит стоимость углеводородного сырья.

Вводится понятие минимальной предельной стоимости единицы УВ-сырья, которая определяется как «произведение средней за истекший налоговый период цены соответствующего вида углеводородного сырья на мировых рынках, выраженной в долларах США, за единицу углеводородного сырья и среднего за этот налоговый период значения курса доллара США к рублю РФ». Минимальная предельная стоимость единицы природного газа определяется как средневзвешенная по объемам реализации за налоговый период цена природного горючего газа, добытого на новом морском месторождении и распределенного на внутренний рынок и экспорт.

Порядок расчета средних цен на УВ, ориентированных на реализацию на мировых рынках, а также средние за истекший налоговый период цены на УВ с учетом региона добычи сырья и перечня мировых рынков в зависимости от региона добычи устанавливает Минэкономразвития РФ с учетом данных международного ценового агентства «Аргус Медиа Лимитед». Цены формируются исходя из направления реализации УВ в зависимости от категорий месторождений шельфа. Средняя за налоговый период оптовая цена на горючий природный газ при поставках на внутренний рынок определяется в соответствии с Положением об определении формулы цены на газ, утвержденным Федеральной службой по тарифам, и публикуется на сайте ведомства.

Таблица 1

Категории месторождений УВ шельфа согласно Федеральному закону № 268-ФЗ

Категория	Местоположение месторождений
1	Полностью в Азовском море или на 50 % площади и более в Балтийском море
2	На 50 % площади и более в Черном (глубина до 100 м включительно), Печорском, Белом или Японском морях, в южной части Охотского моря (южнее 55° с. ш.) либо в российской части (российском секторе) дна Каспийского моря
3	На 50 % площади и более в Черном море (глубина более 100 м), в северной части Охотского моря (на 55° с. ш. или севернее), в южной части Баренцева моря (южнее 72° с. ш.)
4	На 50 % площади и более в Карском море, в северной части Баренцева моря (на 72° с. ш. и севернее), в Восточной Арктике (море Лаптевых, Восточно-Сибирском, Чукотском и Беринговом морях)

Таблица 2

Адвалорные ставки НДС для новых месторождений УВ на шельфе

Категория месторождения	Дата начала промышленной разработки, не позднее	Период от начала промышленной разработки	Вид УВ	Ставка НДС
1	31 марта 2022 г.	60 календарных месяцев	Нефть	30 %
			Конденсат	
			Газ природный	
2	31 марта 2032 г.	84 календарных месяца	Нефть	15 %
			Конденсат	
			Газ природный	
3	31 марта 2037 г.	120 календарных месяцев	Нефть	10 %
			Конденсат	1,3 %
			Газ природный	
4	31 марта 2042 г.	180 календарных месяцев	Нефть	5 % (4,5 %*)
			Конденсат	
			Газ природный	

* Для организаций, не имеющих права экспорта сжиженного природного газа, произведенного из природного горючего газа, добытого на новых морских месторождениях углеводородного сырья, на мировые рынки.

При прогнозных расчетах за периодом, в котором месторождения считаются новыми, ставки по НДС могут быть (в соответствии с положениями НК РФ, действующими на 01.01.2015 г.) определены исключительно на основании принятых рублевых ставок с учетом уточняющих поправочных коэффициентов, как это описано ранее. Таким образом, налоговой базой по НДС становятся объемы добычи УВ.

Федеральным законом 268-ФЗ введено освобождение от налогообложения **налогом на имущество организации** в отношении имущества, расположенного на шельфе РФ и в исключительной экономической зоне РФ, при условии что это имущество используется при освоении морских месторождений УВ, включая геологическое изучение, разведку, проведение подготовительных работ, разработку.

Начиная с 2014 г. предусмотрены особенности определения налоговой базы по **налогу на прибыль организации** при осуществлении деятельности, связанной с добычей углеводородного сырья на новом морском месторождении, которые применяют только операторы нового морского месторождения и владельцы соответствующих лицензий. При формировании базы по налогу на прибыль возможно использование ускоренной амортизации. Налогоплательщики вправе применять к основной норме амортизации специальный коэффициент, но не выше 3.

Чтобы наглядно представить налоговую ситуацию, в которую попадают месторождения, распределенные по категориям, возьмем некий условный газоконденсатный объект и

определим для него налоговое бремя по вывозным таможенными пошлинами и НДС. Как показывает диаграмма на рис. 1, таможенные пошлины для условного месторождения УВ, если оно попадает в категории 1 или 2, появляются в 2032 г., в 2042 г. возникает вывозная пошлина для категории 3. Категория 4 освобождена от уплаты вывозной пошлины на весь период разработки нового месторождения УВ.

При определении объемов НДС (рис. 2) в зависимости от категории, в которую попадает рассматриваемый условный газоконденсатный объект, наблюдаются противоположные подходы к разным категориям объектов. Если для месторождений категорий 3 и 4, когда первые 10 или 15 лет создаются условия, стимулирующие разработку месторождения, можно говорить о налогообложении по НДС как о льготной составляющей фискальной нагрузки, то при разработке месторождений категорий 1 и 2 в первые 5 или 7 лет возникает ситуация максимальной нагрузки по налогу.

Суммарно два формирующих на сегодняшний день большую часть федерального бюджета платежа будут выглядеть так, как это показано на рис. 3. Для новых месторождений УВ категорий 1 и 2 условно льготным можно считать период по завершении применения адвалорных ставок по НДС и до введения вывозной таможенной пошлины на УВ. Для месторождений 3-й категории увеличение налоговой нагрузки придется на период возвращения таможенных пошлин.

Таким образом, налоговая нагрузка на разработку новых морских месторождений по

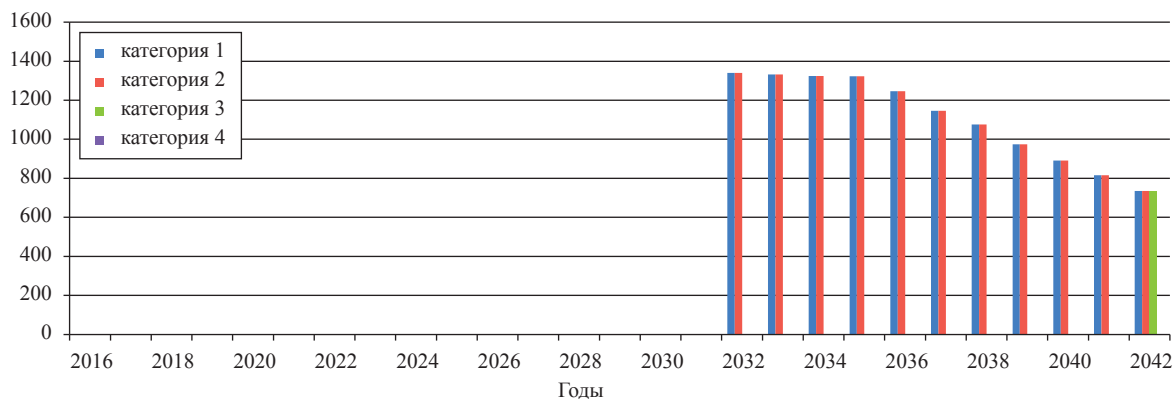


Рис. 1. Вывозные таможенные пошлины для условных новых морских газоконденсатных месторождений различных категорий, млн руб.

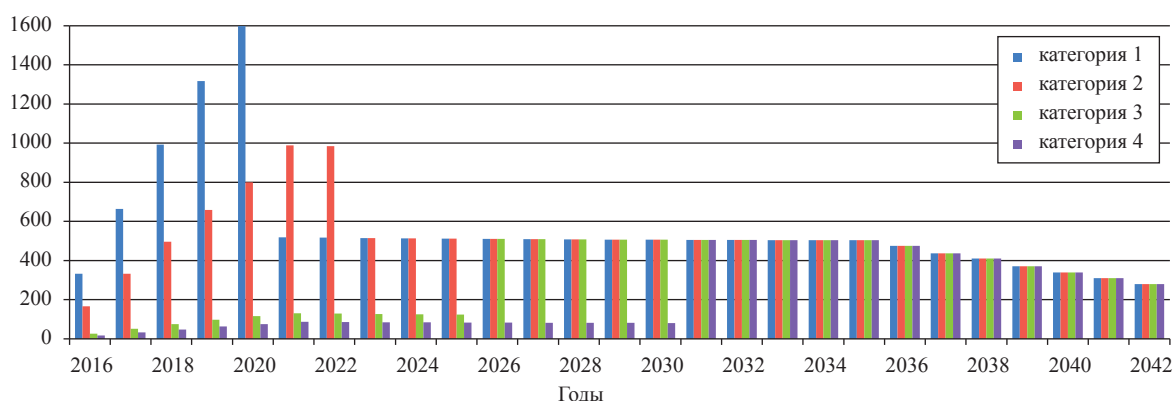


Рис. 2. НДПИ для условных новых морских газоконденсатных месторождений различных категорий, млн руб.

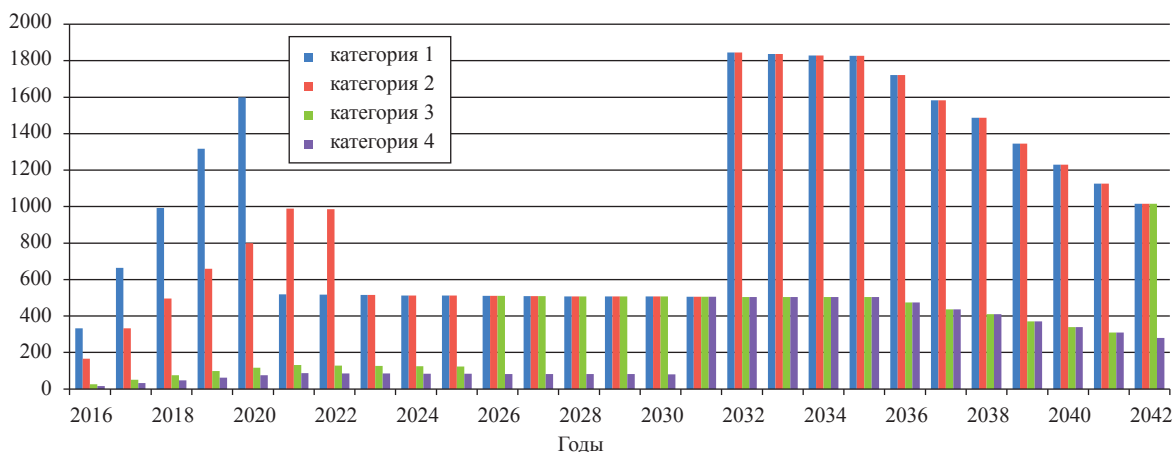


Рис. 3. Суммарные платежи (вывозные таможенные пошлины и НДПИ) для условных новых морских газоконденсатных месторождений разных категорий, млн руб.

двум группам платежей окажется для месторождений категорий 1 и 2 в 2,5–4 раза больше, чем для месторождений категорий 3 и 4.

Особенным образом складывается ситуация в сфере налогообложения для месторождений УВ, расположенных в Охотском море. Месторождения о. Сахалин, находящегося в

южной части моря (южнее 55° с. ш.), отнесены к категории 2, в то время как все объекты добычи УВ, обнаруженные севернее этой широты, – к категории 3. Максимальная нагрузка по НДПИ для новых месторождений категории 2 придется на первые 7 лет разработки, когда будет применяться адвалорная ставка.

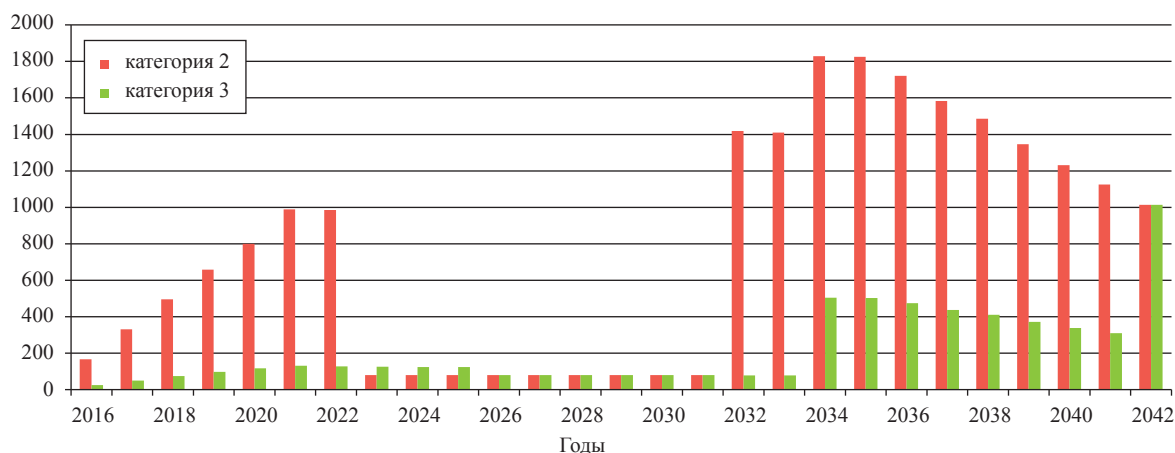


Рис. 4. Суммарные платежи по НДС и вывозным таможенным пошлинам для условных новых газоконденсатных месторождений 2-й и 3-й категорий в Охотском море, млн руб.

Далее при переходе к базовым рублевым ставкам и при возможности использования региональных льгот, декларируемых до 2033 г., появится перспектива льготного периода. Условия налогообложения для новых месторождений категории 3, когда адвалорная ставка, действующая 10 лет, оказывает меньшее фискальное давление на освоение УВ-объекта и при этом до 2033 г. используется региональная льгота, значительно более благоприятны, чем для месторождений категории 2 (рис. 4). Для месторождений категории 2 освобождение от вывозных таможенных пошлин установлено до 2031 г. Таможенные пошлины для новых морских месторождений категории 3 появляются в 2042 г. Таким образом, налоговая нагрузка при разработке новых морских месторождений Охотского моря, расположенных южнее 55° с. ш., только по двум группам платежей (НДС плюс вывозные таможенные пошлины) окажется в 3,5 раза больше, чем для новых морских месторождений этого же моря, расположенных севернее.

В целом следует признать, что предложенная система льгот при освоении новых морских месторождений не стимулирует разработку в ряде регионов выявленных там месторождений, а в некоторых случаях даже осложняет экономические условия разработки ресурсов по сравнению с действующими в настоящее время в регионе нормами.

Все изложенное свидетельствует о необходимости существенной доработки системы экономического стимулирования работ по освоению ресурсов углеводородов на российском континентальном шельфе.

Список литературы

1. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. – 2-я ред. – М.: Экономика, 2000 – 421 с.
2. Налоговый кодекс Российской Федерации. Ч. 2 / в ред. от 29 декабря 2014 г.
3. Никитин П.Б. Основные подходы к разработке долгосрочной программы ОАО «Газпром» по освоению ресурсов углеводородов на шельфе РФ / П.Б. Никитин, П.П. Никитин, И.А. Зюзина, Е.Н. Малюкина // Газовая промышленность. – 2011. – Спецвыпуск. – С. 35–37.
4. СТО Газпром 2-3.7-320-2009. Регламент на составление проектных документов по разработке морских нефтяных, газовых и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Газпром экспо, 2009 – 96 с.
5. Никитин П.Б. Оценка эффективности инвестиций в освоение месторождений газа на шельфе РФ в современных экономических условиях / П.Б. Никитин, П.П. Никитин, И.А. Зюзина // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2013. – № 2. – С. 12–19.
6. Никитин П.Б. Учет перспективных экономических условий при проектировании разработки морских месторождений углеводородов / П.Б. Никитин, П.П. Никитин, И.А. Зюзина, Е.В. Бажанов // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 3 (14). – С. 29–35.