УДК 553.98.042 (26-470+571)

Л.В.КАЛИСТ
Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геолого-разведочный институт, Санкт-Петербург

ОЦЕНКА ПРЕДЕЛЬНЫХ РАЗМЕРОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА, РЕНТАБЕЛЬНЫХ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ И ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ АКВАТОРИЙ МОРЕЙ РОССИИ

Приведены результаты оценки предельных размеров месторождений нефти и газа, рентабельных для освоения в различных географо-экономических и природно-климатических условиях акваторий морей России и определено влияние различных факторов (природно-климатических, горно-геологических, географо-экономических и батиметрических) на степень экономической эффективности их освоения.

Полученные расчеты являются основой для выбора первоочередных направлений и объектов морских геолого-разведочных работ и могут быть использованы при разработке стратегии изучения и освоения нефтегазового потенциала континентального шельфа Российской Федерации и программ лицензирования недр акваторий.

The results of the estimation of the limiting sizes of oil and gas fields profitable for development in different geographic-economic and climatic conditions of Russia's water areas are given, the influence of the various factors (nature-climatic, mining-geological, geographic-economic and sea depth) on a degree of their development economic efficiency is determined.

The received accounts are a basis for the choice of prime directions and objects of sea exploration and can be used in creating the strategy of study and development of Russian continental shelf oil and gas potential as well as programs of oil and gas offshore licensing.

Определение предельных размеров рентабельных для освоения морских месторождений нефти и газа производится на основе геолого-экономической оценки ресурсов углеводородов (УВ) акваторий и является основным критерием для выбора первоочередных направлений и объектов геолого-разведочных работ на шельфе России.

Оценка предельных размеров рентабельных для освоения месторождений проводилась по типовым моделям нефтегазовых месторождений с характерными для каждой акватории прогнозируемыми горно-геологическими и батиметрическими характеристиками:

- категория крупности для нефти (3, 10, 30, 100 и 300 млн т) и газа (10, 30, 100 и 500 млрд $м^3$);
- начальный дебит скважин для нефти (200, 400, 800 т/сут) и газа (250, 500, 1000 тыс.$м^3$);
- глубина залегания продуктивных горизонтов (1-5 км);
- глубина моря (10, 30, 50, 100 и 300 м).

Оценка осуществлялась с помощью программного комплекса «INVESTOR» [1] с учетом особенностей технологии морских поисково-разведочных и эксплуатационных работ, наличия береговой инфраструктуры, добывного потенциала прогнозируемых месторождений углеводородов, конъюнктуры рынка углеводородного сырья, условий транспортировки нефти и газа до потребителей и т.д.

Технико-технологические решения и нормативная база для обоснования расчетов подготовлены на основе проектов освоения

Приразломного и Штокмановского месторождений, данных отечественных и зарубежных публикаций.

Для замерзающих акваторий России (Печорское, Карское, Лаптевых, Восточно-Сибирское, Чукотское, Берингово, Охотское моря) расчеты проводились до технически доступной для освоения глубины моря 50 м, так как освоение месторождений, залегающих на бо́льших глубинах, требует создания платформ значительных размеров, строительство которых на существующих российских верфях практически невозможно, а применение подводно-подледных технологий на замерзающих акваториях России затруднено и экологически не оправдано.

Для морских месторождений, залегающих на глубине до 50 м, в средних и суровых ледовых условиях (табл.1), принимались следующие типовые схемы обустройства:

- на глубине до 30 м – кессонные гравитационные платформы с хранилищем нефти и ее танкерным вывозом;
- на глубине 40-50 м – многоколонные гравитационные платформы без хранилищ нефти с ее транспортировкой до гравитационных хранилищ с устройством для отгрузки, установленным на глубине до 30 м.

Таблица 1

Классификация ледовых условий акваторий морей России

Тип ледовых условий	Максимальная толщина ровного однолетнего льда, м	Море
Мягкие	< 1 м	Азовское, Каспийское, Черное, Балтийское, Берингово (восточно-камчатский шельф), Японское (южно-сахалинский шельф)
Средние	1-1,5	Печорское, Берингово (северная часть), Охотское (центральная часть), Японское (северная часть)
Суровые	1,5-2	Баренцево, Охотское (западно-камчатский и сахалинский шельфы)
Экстремальные	> 2	Лаптевых, Восточно-Сибирское, Чукотское

Оценка проводилась для условий действующей налоговой системы и при ценах на нефть и газ, заложенных в бюджет на начало 2007 г.: 61 доллар за баррель (445 долларов за тонну) и 230 долларов за 1 тыс.м^3 соответственно. В расчетах принималась 100-процентная ориентация добываемого сырья на экспорт за исключением газа Охотского моря (70 % на экспорт и 30 % на обеспечение нужд Дальневосточного федерального округа).

В качестве основного показателя, характеризующего экономическую эффективность освоения морских месторождений, выбрана внутренняя норма рентабельности (ВНР), которая сравнивалась с двумя ставками нормы прибыли: заложенной в новой классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов (10 %) и со ставкой дисконтирования с учетом риска. Рисковая ставка, определенная для каждого региона, зависит от степени его изученности и географо-экономического положения и меняется в диапазоне 10-25 % (табл.2) [3].

В качестве эталона принималась ставка, соответствующая степени изученности прогнозируемых месторождений УВ конкретного моря по категории C_2. Так, для Балтийского моря ставка дисконта с учетом риска принята в размере 12 %, для Черного и Каспийского морей 14 %, для западно-арктических и дальневосточных акваторий 16 %, для восточно-арктических – 18 %.

Проведенные модельные расчеты показали, что экономическая эффективность освоения нефтегазовых объектов шельфа зависит от горно-геологических (глубина залегания продуктивных горизонтов, начальный дебит скважин), природно-климатических (главным образом, ледовая обстановка), географо-экономических (наличие береговой и транспортной инфраструктуры) и батиметрических (глубина моря) факторов.

Таблица 2

Ориентировочная величина надбавок за риск к базовой ставке дисконтирования (10 %) в зависимости от степени изученности и экономико-географического положения морских месторождений нефти и газа

Риск	Регион	Акватория	Изученность месторождения (категория запасов и ресурсов)	Надбавка за геологический риск, %	Надбавка за географо-экономический риск, %	Суммарная надбавка за риск, %	Итоговая ставка дисконта, %
Низкий	С развитой морской инфраструктурой и незначительной удаленностью от потребителей	Балтийское море	Промышленные запасы ($A + B + C_1$)	0-1	0	0-1	10-11
			Запасы (C_2)	2-3		2-3	12-13
			Ресурсы (C_3)	4-5		4-5	14-15
			Прогнозные и перспективные ресурсы (D)	6-8		6-8	16-18
Средний	Со слабо развитой инфраструктурой, граничащий с обустроенными	Каспийское, Азовское, Черное моря	Промышленные запасы ($A + B + C_1$)	0-1	1-2	2-3	12-13
			Запасы (C_2)	2-3		3-5	13-15
			Ресурсы (C_3)	4-5		5-7	15-17
			Прогнозные и перспективные ресурсы (D)	6-8		7-10	17-20
Высокий	С отсутствием инфраструктуры и сложной ледовой обстановкой	Охотское, Берингово, Печорское, Баренцево и Карское моря (включая губы и заливы)	Промышленные запасы ($A + B + C_1$)	0-1	3-4	3-5	13-15
			Запасы (C_2)	2-3		5-7	15-17
			Ресурсы (C_3)	4-5		7-9	17-19
			Прогнозные и перспективные ресурсы (D)	6-8		9-12	19-22
Очень высокий	Неизученный, с отсутствием береговой инфраструктуры, тяжелыми ледовыми условиями	Восточно-арктические моря	Промышленные запасы ($A + B + C_1$)	0-1	5-7	5-8	15-18
			Запасы (C_2)	2-3		7-10	17-20
			Ресурсы (C_3)	4-5		9-12	19-22
			Прогнозные и перспективные ресурсы (D)	6-8		11-15	21-25

Таблица 2

Горно-геологические условия существенно влияют на изменение рентабельности освоения месторождений УВ даже в пределах одной акватории (см. рисунок). Наибольшую рентабельность имеют высокодебитные прогнозируемые месторождения с относительно небольшой глубиной залегания.

Рентабельность освоения морских месторождений нефти и газа существенно снижается по мере утяжеления ледовой обстановки. Так, в Печорском море с суровыми ледовыми условиями внутренняя норма рентабельности при одинаковых горно-геологических и батиметрических характеристиках месторождений в 1,5-2 раза меньше аналогичного показателя для замерзающей части Каспийского моря, характеризующейся более мягкими ледовыми условиями, но более чем в 2 раза выше, чем для восточно-арктических морей.

Глубина моря как фактор влияния на изменение экономической эффективности играет менее заметную роль, чем глубина залегания продуктивных горизонтов и дебит скважин: при глубине моря 50 м эффективность всего на 3-5 % выше, чем при глубине 30 м и на 5-10 %, чем при глубине 10 м. Эта роль усиливается лишь при значительной глубине акватории. Например, рентабельность освоения месторождения нефти в Каспийском море на глубине 300 м в 1,2-1,5 раза ниже, чем на менее глубокой части, что объясняется увеличением стоимости основания эксплуатационных платформ.

Отметим также, что по мере увеличения крупности месторождений экономическая эффективность их освоения существенно растет, однако при достижении определенного значения (100 млн т и более) влияние этого фактора снижается. Это связано, прежде всего, со значительными затратами на обустройство крупнейших и уникальных морских месторождений, требующих применения нескольких эксплуатационных платформ, а также значительного количества танкерного флота для вывоза нефти, что существенно удорожает разработку таких месторождений.

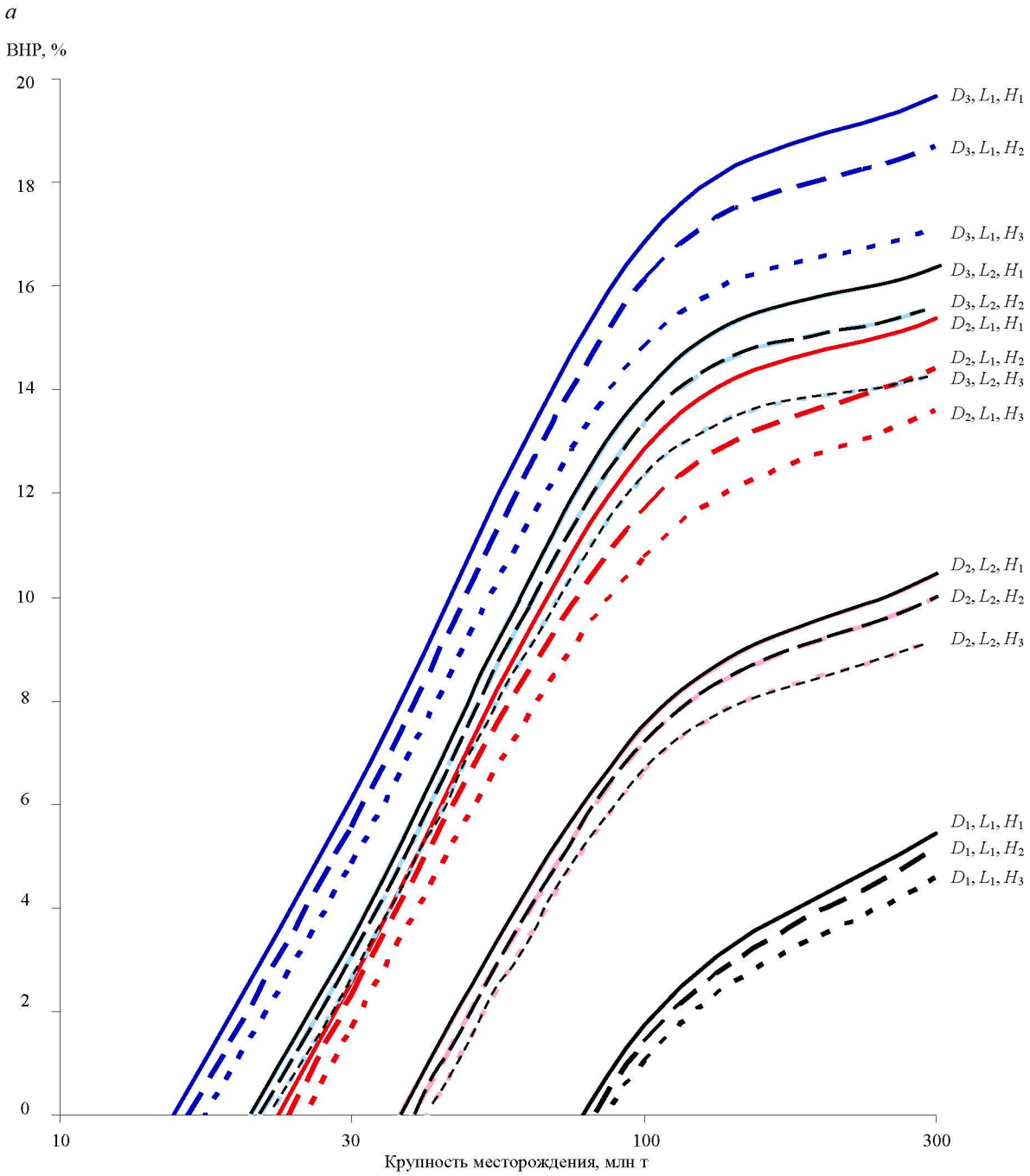
Согласно расчетам, наивысшая рентабельность разработки прогнозируемых месторождений нефти при существующих экономических условиях ожидается в Каспийском и Черном морях (ВНР $< 35 \div 38$ % в зависимости от крупности месторождений), наименьшая – в восточно-арктических морях (ВНР $< 10 \div 16$ %). В Каспийском море эффективны для разработки (ВНР ≥ 10 %) даже незначительные по крупности месторождения с запасами от 15 до 20 млн т и дебитами выше 200 т/сут; внутреннюю норму рентабельности более 14 % имеют также небольшие месторождения (с запасами от 20 до 30 млн т), но при сравнительно высоких геолого-промысловых характеристиках объектов (дебит больше 400 т/сут). При меньших дебитах скважин ВНР в 14 % соответствуют только крупные объекты с запасами от 80 до 100 млн т и находящиеся на глубине до 2 км.

В противоположность Каспию на шельфе Печорского моря рентабельными для освоения (ВНР ≥ 10 %) являются месторождения крупностью выше 50-60 млн т и дебитами более 400 т/сут, а при ориентации на норму прибыли с учетом риска (ВНР ≥ 16 %) – лишь месторождения, размер которых превышает 100 млн т при незначительной глубине залегания (менее 3 км) и высоких дебитах скважин (800 т/сут). При дебитах меньше 800 т/сут даже уникальные месторождения нефти в Печорском море не достигают рисковой ставки прибыли.

На дальневосточных акваториях (Охотское, Берингово моря) внутренняя норма рентабельности 16 %, как и в Печорском море, достигается только на крупных высокопродуктивных месторождениях (запасы около 100 млн т и дебиты скважин выше 800 т/сут).

Нефть Карского моря попадает в категорию рентабельных лишь при ВНР, равном 10 %, при запасах более 100 млн т и дебитах не менее 800 т/сут или с дебитами 400 т/сут, но при $L < 2$ км.

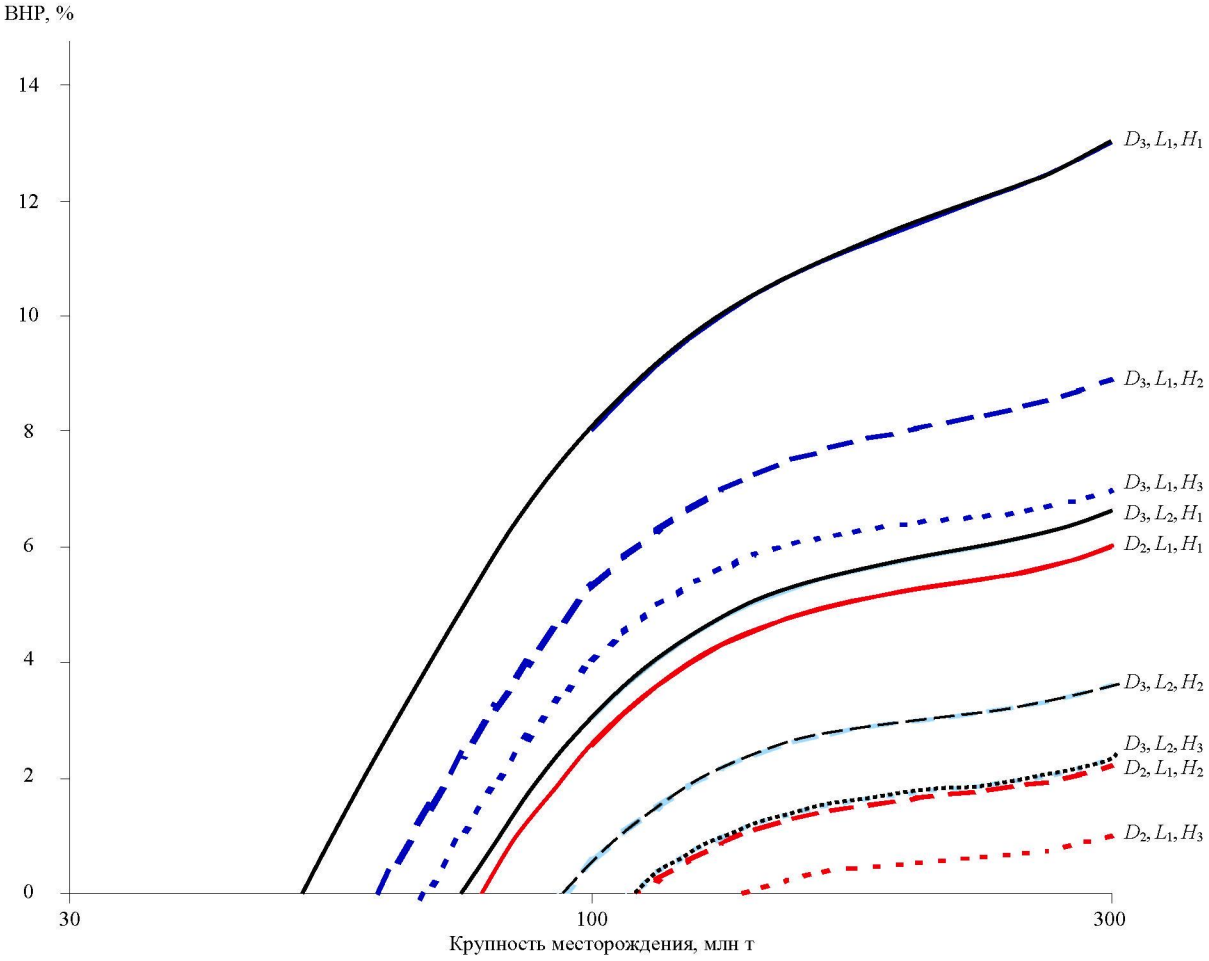
На шельфе Лаптевых и Восточно-Сибирского морей, в отличие от Печорского, при 10-процентной рентабельности эффективно освоение месторождений крупностью выше 150 млн т, при $D \geq 800$ т/сут, $L \leq 3$ км и $H \leq 10$ м. До ставки прибыли с учетом риска (18 %) в силу тяжелой ледовой обстановки на этих акваториях не дотягивают даже уникальные по размеру прогнозируемые месторождения с высокими дебитами и незначительной глубиной залегания.



Влияние горно-геологических характеристик прогнозируемых типов месторождений нефти Печорского моря (*а*) и морей Лаптевых и Восточно-Сибирского (*б*) на внутреннюю норму рентабельности их освоения (см. также с.76)

D_i – начальный дебит скважин, D_1 = 200 т/сут, D_2 = 400 т/сут, D_3 = 800 т/сут; L_i – глубина залегания продуктивных горизонтов, L_1 = 3000 м, L_2 = 5000 м; H – глубина моря, H_1 = 10 м, H_2 = 30 м, H_3 = 50 м

б



Окончание рисунка

Наибольшей рентабельностью освоения морских месторождений газа, как и нефти, отличается Каспийское море. При ВНР ≥ 14 % в категорию рентабельных попадают даже незначительные по запасам объекты (около 30 млрд м^3) при дебитах более 500 тыс.м^3/сут при глубине моря 100-200 м). В более глубоководной части (L = 300 м) экономически оправдана эксплуатация только крупных месторождений с запасами около 100 млрд м^3 и дебитами не ниже 500 тыс.м^3/сут.

На акватории Карского моря ВНР = 10 % наблюдается только на высокодебитных газовых объектах (дебит не менее 1000 тыс.м^3) крупностью более 70 млрд м^3, либо на менее продуктивных (дебит 500 тыс.м^3/сут), но более крупных (запасы выше 100 млрд м^3). ВНР с учетом риска (16 %) достигается лишь на крупных и уникальных высокопродуктивных месторождениях газа, при небольших L и H.

В Охотском море в силу высоких удельных затрат на освоение газовых месторождений, связанных с отсутствием инфраструктуры, и более низкой по сравнению с Карским морем долей экспорта (70 вместо 100 %) рентабельность освоения газовых месторождений еще более низкая. Так, рентабельности с учетом риска 16 % не отвечает ни одно типовое месторождение, даже крупное и высокопродуктивное.

Незначительные по запасам месторождения УВ на российских акваториях могут быть рентабельными либо при применении более дешевых технологий, в случае если это возможно (бурение с берега, строительство намывного или насыпного острова и т.д.),

либо при их совместной эксплуатации в качестве сателлитов крупных объектов, что требует индивидуального подхода и возможно лишь при детальной экономической оценке конкретных морских месторождений и локальных структур.

Таким образом, проведенные расчеты позволили определить предельные размеры месторождений нефти и газа, рентабельных для освоения в различных географо-экономических и природно-климатических условиях акваторий морей России, а также оценить влияние различных факторов на степень экономической эффективности их освоения [2].

Согласно расчетам, на российском шельфе экономически целесообразно выявлять и разрабатывать только высокопродуктивные месторождения (дебит по нефти выше 400-800 т/сут, по газу 500-1000 тыс.м^3/сут) при следующей крупности:

- на южных акваториях более 20 млн т по нефти и 30 млрд м^3 по газу;
- на западно-арктических и дальневосточных акваториях – более 80-100 млн т по нефти и 100 млрд м^3 по газу;
- на восточно-арктических морях – более 150-200 млн т по нефти.

Итак, при разработке стратегии изучения и освоения нефтегазового потенциала континентального шельфа Российской Федерации и программ лицензирования недр акваторий необходимо ориентироваться на выявление и освоение крупных высокодебитных месторождений нефти и газа, представляющих реальный интерес для инвесторов, что будет способствовать повышению эффективности лицензионной деятельности на шельфе, увеличению прироста морских запасов УВ, наращиванию добычи нефти и газа и, как следствие, поступлению дохода в государственный бюджет страны от их реализации.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Григорьев Г.А.* Компьютерная технология экономического анализа инвестиционных проектов // Теория и практика геолого-экономической оценки разномасштабных объектов / ВНИГРИ. СПб, 1999. С.97-103.

2. *Калист Л.В.* Сравнительная оценка удельных затрат и рентабельности освоения углеводородных ресурсов акваторий России / Л.В.Калист, В.И.Назаров // Теория и практика стоимостной оценки нефтегазовых объектов. Совершенствование системы налогообложения. СПб: Недра, 2005. С.121-127.

3. *Назаров В.И.* Экономический потенциал углеводородных ресурсов арктического шельфа России и проблемы его реализации / В.И.Назаров, Л.В.Калист // Актуальные проблемы прогнозирования, поисков, разведки и добычи нефти и газа в России и странах СНГ. Геология, экология, экономика. СПб: Недра, 2006. С.177-185.