

УДК 330.42

**М.А. Кузнецов**, заместитель генерального директора, руководитель Департамента технологий и шельфовых проектов, e-mail: m\_kuznetsov@rosneft.ru; **П.А. Тарасов**, к.ф.-м.н., главный специалист отдела разработки Департамента технологий и шельфовых проектов; **К.К. Севастьянова**, главный специалист отдела разработки Департамента технологий и шельфовых проектов; **С.А. Нехаев**, специалист отдела экономики Департамента технологий и шельфовых проектов ООО «РН-СахалинНИПИморнефть»

# МЕТОДИКА РАСЧЕТА КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ СООРУЖЕНИЙ ГРАВИТАЦИОННОГО ТИПА

## *CAPITAL COSTS ESTIMATION METHOD FOR ARCTIC OFFSHORE OIL PROJECTS*

*M.A. Kuznetsov, P.A. Tarasov, K.K. Sevastyanova, S.A. Nekhaev, LLC «RN-SakhalinNIPImorneft»*

*This paper describes an approach to offshore oil field development capital costs estimation on the early stages of a project life. The proposed methodology is based on the use of parametric methods and correlations derived from the worldwide actual projects data. The result of research is a group of models, which statistical error is acceptable for a conceptual design.*

*Keywords: capital costs, parametric methods, offshore projects, correlation, conceptual design.*

Оценка затрат на разработку месторождений любых полезных ископаемых является одной из самых важных и сложных стадий экономической оценки и, более того, одной из первоочередных задач инвестиционного анализа проектов разработки нефтегазовых месторождений. Для ее выполнения требуется большое количество информации, которая в отличие от оценки затрат в других областях промышленности:

- не всегда доступна;
- доступная информация (например, о геологическом строении и технических условиях добычи) обладает значительным разнообразием возможных сценариев, что затрудняет выбор базовых условий;

• результаты должны быть использованы для прогноза затрат на длительную перспективу.

Как известно, денежный поток капитальных вложений опережает все прочие денежные потоки и тем самым оказывает наибольшее влияние на величину классических критериев, отражающих приведенную прибыль от реализации проекта. Достоверность и точность выполненного прогноза затрат определяет объективность показателей экономической эффективности, полученных на их основе.

В условиях высокой изученности региона разработки, наличия выверенных технологических решений и опыта реализации проектов на данной территории возмо-

жен детальный расчет инвестиций в капитальное строительство с разбивкой по элементам сметы и статьям калькуляции. При отсутствии полноценной информации, необходимой для составления сметы затрат, но при наличии месторождений аналогов, сходных по условиям разработки, является возможным выполнить достаточно точный прогноз капитальных затрат на основе информации, полученной по аналогичному объекту. Подобный подход используется в мире для оценки рентабельности освоения ресурсов нефти и газа с применением так называемых ресурсно-экономических моделей [1, 2, 3, 4].

Проблема построения укрупненных оценок заключается в том, что поставлен-

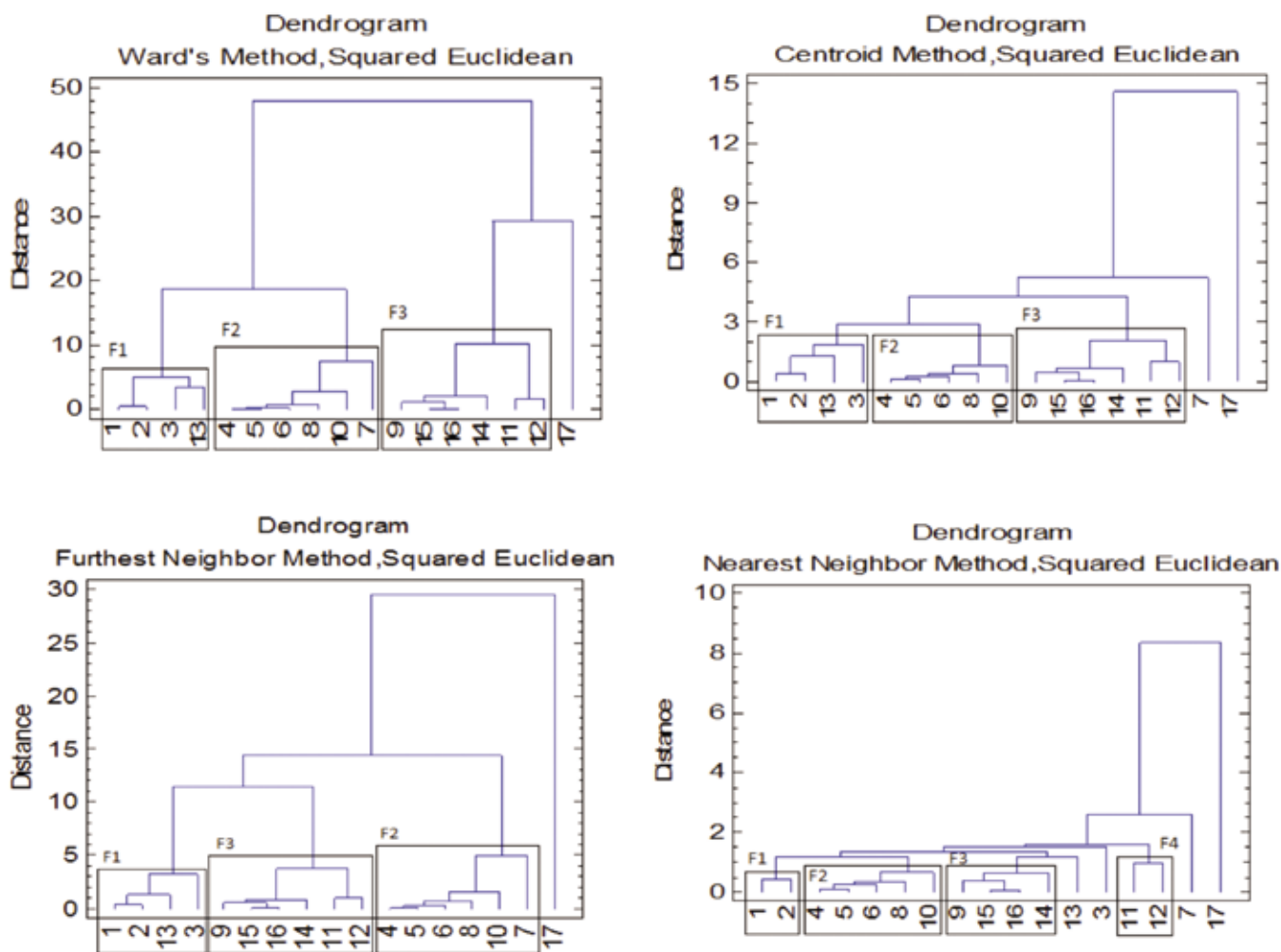


Рис. 1. Кластерный анализ нефтяных месторождений по объему бетона основания гравитационного типа

ная задача является многофакторной, динамической задачей и ее решение осложняется тем, что поиск, разработка и реализация инновационных технико-экономических решений осуществляется в условиях неопределенности и риска. Несмотря на наличие различных подходов, единой приемлемой методики не существует. Большинство существующих методик основаны на использовании десятков и более параметров и показателей. При этом остается нерешенным вопрос о выделении из этого множества основных, определяющих факторов, на которые можно было бы ориентироваться при проведении экспресс-анализа, и использовать их при корректировке показателей затрат проекта в ходе принятия управленческих решений или изменения внешних факторов. Особенно актуальна разработка усовершенствованной методики оценки

и прогноза объемов инвестиций в капитальное строительство для освоения новых, ранее не разрабатываемых участков, находящихся в географических условиях, не имеющих аналогов на мировой арене. Здесь дополнительную трудность представляет оценка затрат в условиях риска и неопределенности, когда инновационные технологические решения еще не прошли стадию апробации, а стоимости, условия поставки материалов, работ и возможные промышленные мощности являются неизвестными величинами. В данной работе рассмотрен вопрос оценки капитальных затрат на строительство морских нефтегазодобывающих сооружений арктического и субарктического регионов шельфа РФ. Например, для плавучих сооружений Мексиканского залива известны корреляционные модели, построенные по множеству проектов-аналогов [3]. Для

большинства же перспективных участков шельфа России практически отсутствуют аналоги проектов, по которым возможно было бы оценивать затраты. Фактически в России есть только два действующих проекта на о. Сахалин, находящихся в субарктическом регионе. Проекты в Северном море не являются полными аналогами перспективных проектов арктического шельфа России, т.к. в Северном море отсутствуют многолетние льды и айсберги. Большинство специализированных программных продуктов для оценки капитальных затрат (Questor, Oil&Gas Manager, FieldPlan) также ориентированы на западного потребителя и оценку проектов в «типичных» регионах мира: включают классификаторы оборудования и материалов западных производителей, используют корреляции, построенные по базам данных существующих шельфовых проектов, осно-

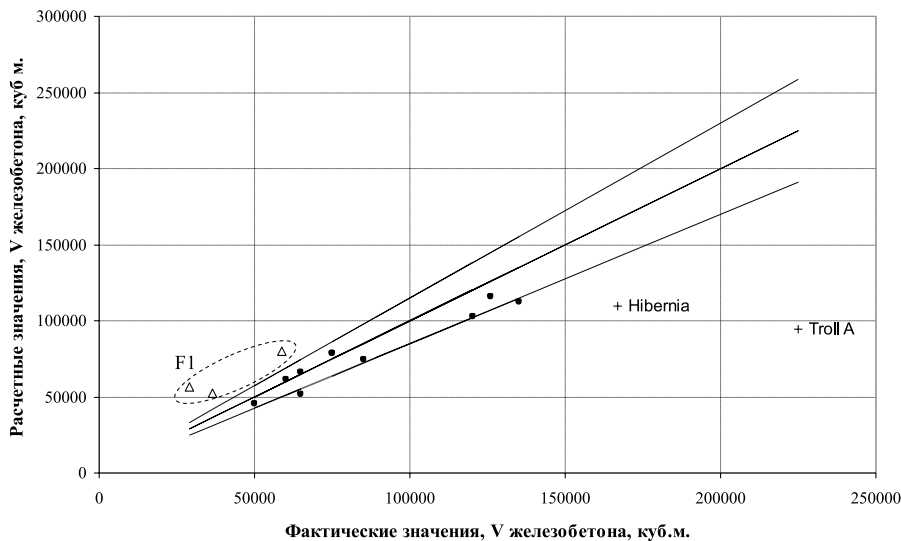


Рис. 2. Линейная регрессия для объема бетона по субарктическим проектам с железобетонным ОГТ. Показана группа нетипичных месторождений

ву которых составляют Мексиканский залив и Северное море. В связи этим возникает ряд задач, направленных на оценку (стадия концептуального проектирования) капитальных затрат на строительство нефтегазодобывающих сооружений с учетом особенностей арктического региона РФ:

- нахождение простых укрупненных зависимостей, применимых для выполнения оценок затрат при недостатке информации (например, на перспективных участках);
- калибровка данных зависимостей для условий арктического шельфа РФ.

**ОЦЕНКА СТОИМОСТИ ОСНОВАНИЯ ГРАВИТАЦИОННОГО ТИПА**

В простейшем случае стоимость/масса опорного блока оценивается по корреляционным зависимостям от глубины воды и массы верхнего строения

платформы. Проанализируем базу субарктических шельфовых проектов на значимые параметры.

Был проведен кластерный анализ с целью выявить устойчивые группы месторождений, для которых можно построить единую модель и выявить нетипичные месторождения, которые необходимо описывать с учетом их особенностей.

В качестве укрупненных показателей для оценки объема бетона на основе гравитационного типа (ОГТ) были экспертно отобраны масса верхнего строения платформы (ВСП) и глубина моря на месте установки платформы. Результат кластерного анализа показан на рисунке 1.

Применение различных методов иерархического анализа приводит в большей степени к одинаковым кластерам. Исключением является метод

ближайшего соседа (Nearest Neighbor Method), результаты которого разнятся с приведенными делениями на классы другими методами. Данное обстоятельство указывает на возможную неадекватность метода ближайшего соседа постановке задачи. Апробация результатов несколькими методами является первым эвристическим способом оценки качества полученной классификации.

**Наиболее устойчивыми группами являются:**

- F1: Пильтун-Астохское Б, Лунское А, Аркутун-Даги, Sleipner А;
  - F2: Beryl А, Brent В, Brent D, Frigg TCP-2, Gullfaks В;
  - F3: Gullfaks А, Draugen, Oseberg А, Statfjord А, Statfjord В, Statfjord С.
- На дендрограммах есть пара нетипичных месторождений: Hibernia (7) и Troll А (17).

**МОДЕЛЬ ДЛЯ СУБАРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ**

Первоначально была построена средняя модель с целью оценить отклонения месторождений от ее значений. Наилучшие показатели были получены при использовании следующего функционала:

$$V_{concrete} = M_{topside}^a \cdot H_{water}^b \tag{1}$$

где  $V_{concrete}$  – объем бетона,  $M_{topside}$  – масса ВСП,  $H_{water}$  – глубина моря,  $a \in (0;1)$ ,  $b \in (0;1)$  – коэффициенты регрессии.

Значимость коэффициентов подтверждается статистически на 95% доверительном интервале по базе данных проектов Aker Solutions. Все остальные параметры коррелируют с данными и не могут быть одновременно включены в модель оценки. Мультипликативная зависимость наилучшим образом описывает физический смысл величины. Модель описывает 99% дисперсии, при этом на графике отчетливо выделяются нетипичные месторождения.

Месторождения, не попадающие в 15% интервал, относятся к группе F1. и включают нетипичные месторождения (Hibernia, Troll А). Коэффициенты были откалиброваны на «типичных» месторождениях, попадающих в 15%

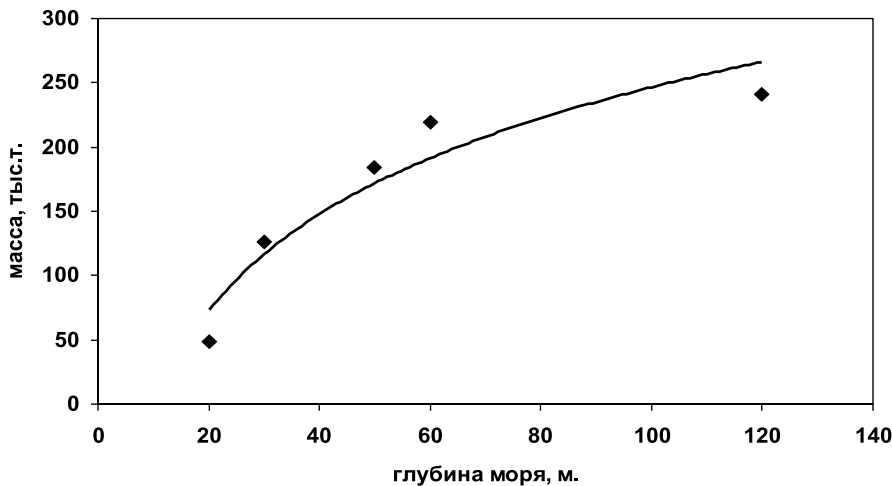


Рис. 3. Зависимость массы сооружения от глубины моря для железобетонных оснований

интервал. В результате была получена модель, применимая к проектам Сахалинского региона и ряда мелководных месторождений Северного моря (<100 м). Для остальных случаев необходимо построение регрессионной зависимости по линейке проработанных концептуальных решений (глубоководье >100 м, многолетний лед).

**МОДЕЛЬ ДЛЯ АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ**

В условиях арктических морей возможно построение корреляций по ряду проработанных концепций ледостойких железобетонных оснований гравитационного типа. Для арктического пояса в связи с превалированием воздействий от ледовых нагрузок масса верхнего строения не является значимым параметром при расчете методом укрупненных показателей. Аналогично для глубоководных проектов необходимо исключать из рассмотрения массу верхнего строения, т.к. с ростом глубин зависимость от массы ВСП значительно уменьшается.

Пример аппроксимации по ряду проработанных концепций [6] для арктических морей (толщина однолетнего льда 1,2–1,8 м, многолетний лед) зависимость:

$$M_{GBS} = a \ln h_{water} + Const, \tag{2}$$

где  $M_{GBS}$  – масса сооружения,  $h_{water}$  – глубина воды,  $a, b, Const$  – коэффициенты регрессии.

График зависимости приведен на рисунке, разумеется, ее применение ограничено рассмотренными концепциями.

**ОЦЕНКА СТОИМОСТИ ОСНОВАНИЯ**

После расчета массы/объема стоимость строительства сооружения рассчитывается как сумма произведений принятых удельных стоимостей составляющих материалов для региона на их массу. В простейшем случае полная стоимость железобетонного основания с учетом его проектирования и изготовления оценивается из усредненной стоимости единицы объема уложенного в основание железобетона. Значение может варьировать в зависимости от сложности конструкции опорного основания.

$$Cost = V_{concrete} \cdot Cost_{удельная} \tag{3}$$

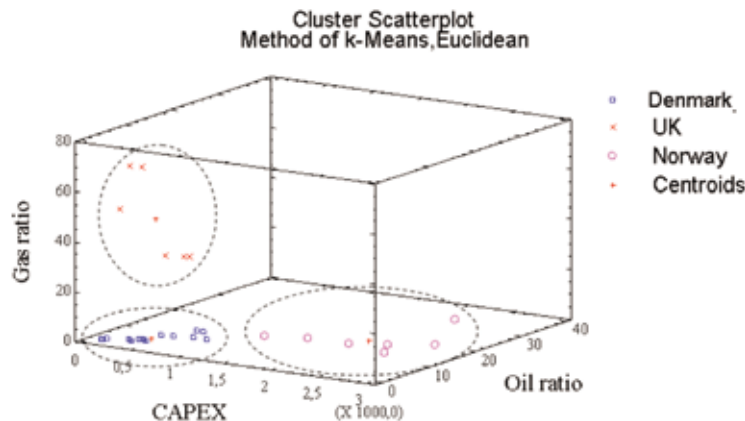


Рис. 4. Распределение регионов по удельным затратам

**ОЦЕНКА СТОИМОСТИ ВЕРХНИХ СТРОЕНИЙ ПЛАТФОРМЫ**

**Оценка массы верхних строений платформы**

Оценка массы верхних строений платформы может использоваться для расчета необходимого объема бетона для строительства основания гравитационного типа по формуле (1).

Для оценки массы верхнего строения нефтедобывающей платформы полного цикла (бурение, добыча, подготовка нефти) корреляции, заложенные в ПО Questor, хорошо описываются зависимостью вида:

$$M_{topside} = aQ_{max}^{oil} + bQ_{max}^{gas} + Const, \tag{4}$$

где  $M_{topside}$  – масса ВСП,  $Q_{max}^{oil}$  – проектная пиковая мощность по нефти,  $Q_{max}^{gas}$  – проектная пиковая мощность по газу,

$a, b, Const$  – коэффициенты регрессии. Погрешность определения коэффициентов находится в пределах 5% в допустимом диапазоне дебитов нефти и газового фактора.

Независимые факторы были аналогично отобраны экспертно и показали адекватные характеристики в дальнейшем при построении регрессий.

По группе субарктических шельфовых проектов (Сахалин, Северное море) рекомендуется использовать корректирующий множитель на винетризацию, сохраняя приведенные в уравнении (4) пропорции.

**Оценка стоимости верхних строений платформы полного цикла**

С целью получения зависимости для стоимости верхнего строения были рассмотрены следующие проекты норвежского

Погрешность существующих методик

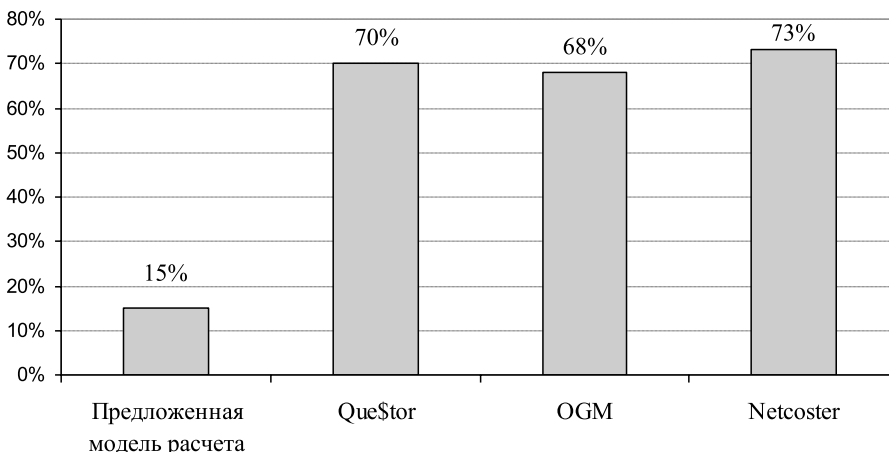


Рис. 5. Погрешность моделей оценки затрат

сектора: Brage, Draugen, Gullfaks, Gyda, Heidrun, Njord, Oseberg Ost, Statfjord, Grane, Troll II. По этим проектам имелись принципиальные решения по эксплуатации месторождений (тип добывающей платформы, функционал верхних строений), основные данные разработки (добыча нефти, газа), стоимость проекта. Затем была построена регрессия стоимости верхних строений от добычи нефти на плато и газового фактора вида:

$$CAPEX_{GBS} = aQ_{max}^{oil} + bGOR, \quad (5)$$

где  $CAPEX_{GBS}$  – затраты на ВСП,  $Q_{max}^{oil}$  – добыча нефти на пик,  $GOR$  – газовый фактор.

Также в методике приведены корреляционные зависимости для различных регионов строительства: Великобритания, Дания, Нидерланды. Для оценки различия регионов по удельным показателям была построена средняя модель по всем рассматриваемым нефтедобывающим регионам. Был проведен кластерный анализ методом  $k$ -средних. В пространстве  $CAPEX - Q_{max}^{oil} - Q_{max}^{gas}$  были отложены все рассматриваемые месторождения. Как видно из рисунка 4, явно выделяются регионы, различные по удельным показателям разработки: При этом показатели Дании и Великобритании достаточно близки друг другу. По Норвегии для такой же величины пика капитальные затраты на строительство выше, соответственно, выше и удельные показатели разработки. Более того, рассмотренные в модели проекты Сахалина попали в кластер вместе

с норвежскими проектами, что позволяет использовать модель для Норвегии для оценки проектов Сахалина.

Для сравнения на рисунке 5 приведены погрешности существующих моделей при оценке стоимости обустройства нефтегазового месторождения в субарктическом поясе. Высокая погрешность программных продуктов Que\$tor, OGM и Netcoster вызвана неполнотой базы данных соответствующих программ по субарктическому региону.

## ВЫВОДЫ

Полученные зависимости для оценки капитальных затрат на строительство морских нефтегазодобывающих сооружений позволяют получать довольно точные оценки стоимости. Погрешность методики расчета основания гравитационного типа составляет порядка 25%. Погрешность методики расчета верхних строений платформы составляет порядка 15%. Полученная точность является приемлемой, согласно мировому опыту на стадии концептуального проектирования, т.к. проработку концепций нефтегазовых проектов рекомендуется проводить до уровня затрат, соответствующего классу С (то есть до точности  $\pm 30\%$ ) [7, 8].

Предложенная методика может использоваться в качестве начальной оценки при проектировании разработки месторождений. Созданная модель представляет собой инструмент для концептуальной оценки капитальных затрат на строительство морских нефтегазодобывающих сооружений. Приведенный пример показывает, как с помощью

предложенной методики можно проводить расчет капитальных затрат, имея набор всего лишь нескольких основных параметров разработки.

В дальнейшем разработка базы данных материалов, оборудования и укрупненных показателей смет строительства позволит более точно и обоснованно проводить оценку капитальных затрат для месторождений арктического шельфа РФ. Подобный подход уже используется в Компании для оценки капитальных и эксплуатационных затрат для месторождений на суше. В основном эти показатели базируются на данных существующих проектов, для которых накоплена значительная база затрат, инфраструктура в регионе относительно хорошо развита, а схемы закупки и доставки материалов и оборудования давно отработаны.

Арктический регион в этом отношении характеризуется практически полным отсутствием данных. Необходимо с нуля разрабатывать схемы развития инфраструктуры, поставок материалов и оборудования и формировать региональные базы стоимостных показателей. Также на точность оценок проектов на горизонт 10–20 лет влияет тенденция к смещению региональных центров производства оборудования [8].

В настоящее же время при отсутствии каких-либо баз данных необходимо использовать приближенные модели оценки капитальных затрат. В качестве одной из таких моделей предлагается применять методику, приведенную в данной работе.

## Литература:

1. Ампилов Ю.П., Герт А.А. *Экономическая геология*. – М.: Геоинформмарк, 2006.
2. Gangwar A. et al., *Econometric and Resource Modeling Methodology for Projections of Cost of Development of U.S. Natural Gas Potential*, SPE 11296-MS, 1983.
3. Ананенков А.Г., Розниченко В.С. *Система управления разработкой и реализацией инвестиционных проектов и программ в корпорации и ее дочерних обществах*. – М.: Индрик, 2008, с. 359–585.
4. Karlik C.W. *Parametric Estimating of Oil and Gas Production Facilities Capital Costs Worldwide*, SPE 22015, 1991
5. Jablonowski C.J. *Empirical cost models for TLP and Spars*, SPE 115483, 2008.
6. *Технический отчет, выполненный ОАО ЦКБ МТ «Рубин» по договору №36-10 по теме «Разработка концептуальных вариантов конструкций морских платформ и оценка их стоимости для обустройства структур Арктических морей»*, 2010, 95 с.
7. Gudmestad O.T. et.al. *Engineering Aspects Related to Arctic Offshore Developments: Student's Book for Institutes of Higher Education*. – St.Petersburg: Publisher "LAN", 2007. – 256 pp.
8. Page J.S. *Conceptual cost estimating manual*, 2 edition, Gulf publishing company, Houston, 1996.
9. Torgeir Moan. *Marine structures for the future*. CORE Report No. 2003-01.

**Ключевые слова:** капитальные затраты, параметрические методы, шельфовые проекты, корреляция, концептуальное проектирование.



# JOTUN

Jotun Protects Property

since 1926

## НОВЕЙШИЕ ТЕХНОЛОГИИ - ВЫСОЧАЙШЕЕ КАЧЕСТВО

ООО "Йотун Пэйнтс" г. Санкт-Петербург, ул. Варшавская д.23, корп.2, оф.53  
тел.:(812)332-00-80, факс:(812)332-00-81, e-mail: [russia.reception@jotun.com](mailto:russia.reception@jotun.com)  
[www.jotun.ru](http://www.jotun.ru)