

50

На правах рукописи



Корниенко Ольга Александровна

**РАЗРАБОТКА РАЦИОНАЛЬНЫХ МЕТОДОВ ОБУСТРОЙСТВА  
УГЛЕВОДОРОДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА РФ**

Специальность 25 00 18 - "Технология освоения морских месторождений полезных  
ископаемых "

**Автореферат**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук



Москва – 2007

На правах рукописи

**Корниенко Ольга Александровна**

**РАЗРАБОТКА РАЦИОНАЛЬНЫХ МЕТОДОВ ОБУСТРОЙСТВА  
УГЛЕВОДОРОДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА РФ**

Специальность 25 00 18 - "Технология освоения морских месторождений полезных  
ископаемых "

**Автореферат**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук



Москва – 2007

Работа выполнена в Обществе с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – ВНИИГАЗ»

Научный руководитель д т н , профессор Мирзоев Д А

Официальные оппоненты д т н профессор Бузинов С Н  
д т н профессор Гусейнов Ч С

Ведущая организация. ЗАО «Севморнефтегаз»

Защита состоится «23» мая 2007 г в 12 час 00 мин  
на заседании диссертационного совета Д 511 001 01 при ООО «ВНИИГАЗ»  
по адресу 142717, Московская область, Ленинский район,  
пос Развилка, ВНИИГАЗ

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ООО «ВНИИГАЗ»

Автореферат разослан «19» апреля 2007г

Ученый секретарь  
диссертационного совета,  
д г -м н



Н Н Соловьев

## **ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ**

**Актуальность темы** Энергетическое благополучие мира в XXI веке неразрывно связано с дальнейшим активным освоением ресурсов углеводородов на континентальном шельфе. Добыча нефти и газа ведется в акваториях 53 стран, более чем на тысяче морских месторождений. На российском шельфе ведущее место принадлежит недрам арктических морей – Баренцева, Печорского, Карского, где сосредоточено 85 % потенциальных ресурсов газа, нефти, конденсата. Практически все месторождения арктического шельфа РФ отличаются труднодоступностью из-за удаленности от берега, суровых климатических и ледовых условий, в связи с чем освоение этих месторождений требует огромных капитальных затрат для их обустройства. Поэтому разработка методов определения оптимальных схем и показателей обустройства месторождений, позволяющих сократить капитальные и эксплуатационные затраты на освоение нефтегазовых месторождений континентального шельфа РФ, является актуальной задачей исследований.

### **Цель диссертационной работы**

Разработка рациональных методов обустройства углеводородных месторождений арктического шельфа РФ для повышения эффективности их промышленного освоения.

### **Основные задачи исследований**

- Разработка рациональных схем обустройства морских месторождений с использованием подводных добычных комплексов (ПДК)
- Выбор максимального уровня добычи месторождения с учетом оптимальной производительности морских технологических объектов обустройства
- Разработка методики комплексного обустройства газовых месторождений

### **Научная новизна**

Разработан алгоритм расчета количества скважин в одном подводном добычном комплексе, количества и места расположения ПДК на примере конкретного месторождения, для минимизации капитальных вложений в обустройство месторождения. Предложена методика определения уровня добычи газоконденсатного месторождения с учетом оптимальной производительности морских платформ с использованием критерия чистого

дисконтированного дохода (ЧДД) Решена задача комплексного освоения морских месторождений, путем вовлечения в разработку «месторождений-спутников», обеспечивающих компенсацию падения добычи крупного базового месторождения Разработана методика определения очередности ввода в разработку «месторождений-спутников» и уровней добычи с этих месторождений путем задания целевой функции

#### **На защиту выносятся**

- Методика выбора рациональной схемы размещения и типа подводных добычных комплексов
- Методика определения оптимальной производительности морских технологических объектов обустройства
- Методика выбора рациональных схем комплексного обустройства морских месторождений

#### **Реализация работы**

Результаты работы использованы при разработке

- «Программы освоения ресурсов углеводородов на шельфе Российской Федерации до 2030 года»,
- «Корректировки проекта разработки Штокмановского газоконденсатного месторождения»,
- «Обоснований инвестиций в комплексное освоение Штокмановского газоконденсатного месторождения»

#### **Апробация работы**

Основные положения диссертационной работы обсуждались на Международной конференции (РАО-03) «Освоение шельфа арктических морей России» (2003 г , Санкт-Петербург), где получен «Диплом» конференции РАО-03, на конференции, посвященной 55-летию ООО «ВНИИГАЗ», на заседаниях секции Ученого Совета ООО «ВНИИГАЗ»

#### **Публикации**

По теме диссертации опубликовано 11 работ, в том числе 3 в изданиях, включенных в «Перечень » ВАК Минобрнауки РФ

#### **Объем и структура диссертационной работы**

Диссертационная работа содержит введение, четыре главы, основные результаты с выводами, список использованной литературы из 48 наименований Содержание изложено на 99 страницах машинописного текста и включает 43 рисунка и 5 таблиц

## СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** приводится общая характеристика диссертационной работы, обоснована актуальность темы, сформулированы цель и главные задачи исследований, научная новизна и основные защищаемые положения

**В первой главе** показано, что Арктический шельф России, характеризующийся весьма высоким нефтегазовым потенциалом, в силу своего географического и социально-экономического положения имеет ряд особенностей, а именно большой диапазон глубин моря, сложные метеорологические и ледовые условия этих районов, отсутствие в большинстве случаев береговой инфраструктуры

В этих условиях обустройство морских месторождений арктического шельфа – весьма актуальная и сложная задача, поскольку от выбора рациональных схем обустройства, технико-технологических решений напрямую зависят показатели эффективности освоения месторождений

Проведен анализ отечественных публикаций, посвященных проблемам обустройства различных морских месторождений, среди которых выделяются работы П П Адамянца, В О Алмазова, С А Вершинина, Р И Вяхирева, П П Бородавкина, А И Гриценко, Ч С Гусейнова, А Б Золотухина, Р А МаксUTOва, Д А Мирзоева, Б А Никитина, Б Д Носкова, С А Оруджева, К Н Шхинека В области решения проблем комплексного освоения групп месторождений Печорского моря особый интерес представляют результаты исследований В С Вовка

В работе исследован зарубежный опыт освоения морских месторождений и использования основных объектов их обустройства Приведены характеристики и основные особенности освоения Штокмановского ГКМ По итогам анализа сделан вывод о том, что обоснование рациональной системы освоения глубоководных месторождений арктического шельфа РФ является крупной научно-технической проблемой, требующей комплексного рассмотрения задач технологии разработки и выбора рациональных технико-технологических решений по обустройству

**Вторая глава** посвящена задаче, связанной с выбором рациональной схемы обустройства глубоководных морских месторождений, освоение которых предусматривается с использованием подводных добычных комплексов

Примем, что проект разработки месторождения является заданным В соответствии с этим известно количество скважин  $N_c$  с координатами забоев  $(x_i, y_i)$  и дебитом  $q_i(t)$  для каждой скважины, а также их конструкция

Требуется определить число скважин в одном подводном добычном комплексе и координаты всех ПДК таким образом, чтобы обеспечивался минимум капитальных затрат на обустройство месторождения

В общей постановке нахождение рациональной схемы обустройства месторождения является исключительно сложной задачей. Для сухопутных нефтяных месторождений такая задача решена В.Р. Хачатуровым. Здесь, для упрощения, примем следующие допущения, позволяющие в дальнейшем анализировать полученные результаты, но не влияющие на корректность постановки задачи, а именно:

- изменение длины скважин не приводит к изменению ее производительности,
- количество и производительность платформ, устанавливаемых на месторождении, считаем известными,
- в пределах каждого варианта применяются ПДК, рассчитанные на одинаковое количество скважин в каждом из них.

Тогда капитальные вложения в обустройство месторождения  $C_{об}$  будут складываться из следующих позиций (1)

$$C_{об} = C_{ПДК} + C_{бур} + C_{труб}, \quad (1)$$

где  $C_{ПДК}$  - стоимости подводных добычных комплексов (включая расходы на транспортировку, монтаж и подключение ПДК),

$C_{бур}$  - стоимости бурения скважин,

$C_{труб}$  - стоимости внутрипромысловых трубопроводов и шлангокабелей.

В соответствии с изложенным выше для решения поставленной задачи необходимы, по крайней мере, следующие исходные данные:

- зависимость стоимости ПДК от количества скважин в одном модуле (включая расходы на транспортировку, монтаж и подключение ПДК),
- зависимость стоимости скважины от ее длины (с учетом отклонения от вертикали),
- зависимость стоимости внутрипромысловых трубопроводов, райзеров и шлангокабелей от их конструкции и протяженности.

1 Капитальные вложения в подводные добычные комплексы включают в себя стоимость ПДК, зависящую от количества скважин в модуле, а также затраты на установку и монтаж.

Для расчетов принимаем ориентировочные характеристики ПДК для условий Штокмановского месторождения по данным компании Hydro.

Таблица 1 - Характеристики ПДК с различным числом скважин

Характеристика	Количество скважин в ПДК				
	4	6	8	10	12
Общий вес, т	400 - 600	700 - 1000	1300 - 1600	1800 - 2000	2000 - 2500
Стоимость, млн.\$	110-130	160-175	185-200	210-230	235-255
Стоимость установки, млн.\$	8 - 12	8 - 12	10 - 12	10 - 12	10 - 12
Аренда бурового судна, млн. \$/сут.	0,6 - 0,8	0,6 - 0,8	0,8	0,8	0,8

2. Стоимость строительства скважины:

$$C_{бур} = A_1 \cdot T_{скв} + A_2 \cdot L_{скв}, \quad (2)$$

где

$A_1$  – затраты, относимые на 1 ч работы буровой установки (аренда буровой установки, зарплата буровой бригады, энергия и т.п.);

$T_{скв}$  – общее время строительства скважины;

$A_2$  – затраты, относимые на 1 м длины скважины по инструменту (долота, бурильные и обсадные трубы, буровой и тампонажный растворы, транспортные расходы, инструменты и т.п.);

$L_{скв}$  – общая длина скважины по инструменту, м.

При освоении морских глубоководных месторождений значительную долю в выражении (2) составляют затраты, относящиеся ко времени бурения (около 80%, по данным зарубежных компаний), поскольку именно аренда бурового судна является определяющей в стоимости бурения на море.

Исходя из этого, выражение (2) примет вид:

$$C_{бур} = 1,25 \cdot A_1 \cdot \frac{L_{скв}}{V_k} \quad (3)$$

Коммерческую скорость  $V_k$  принимаем, исходя из мирового опыта бурения, для средней длины скважины 3500 м, соответствующую 50 м/сут, а коэффициент  $A_1$  – из стоимости аренды буровой установки (Таблица 1).

Общую длину скважин по инструменту определяем как сумму длин всех скважин, причем, для каждой скважины будем различать вертикальный участок ( $L_{верт,j}$ ), участок набора кривизны ( $L_{кр,j}$ ) и наклонно-направленный ( $L_{накл,j}$ ).

$$L_{скв} = \sum_1^n (L_{верт,j} + L_{кр,j} + L_{накл,j}) \quad (4)$$



Следует иметь в виду, что с увеличением отклонения скважины от вертикали ее стоимость увеличивается не только за счет увеличения длины и изменения связанных с ней показателей, но также за счет возможного снижения коммерческой скорости бурения, что может привести к увеличению сроков строительства скважины, а, следовательно, к дополнительным затратам по мобилизации и демобилизации буровых установок. Кроме того, увеличение длины ствола скважины приводит к необходимости применения буровой установки большей грузоподъемности, что в свою очередь приводит к возрастанию расходов на аренду и обслуживание данной буровой установки.

3 Будем считать, что стоимость внутрипромысловых трубопроводов имеет вид

$$C_{\text{труб}} = f(d, L_{\text{труб}}, L_{\text{каб}}), \quad (5)$$

где  $d$  – диаметр трубопровода,  $L_{\text{труб}}$  – общая длина трубопроводов,  $L_{\text{каб}}$  – длина шлангокабеля

Примем одинаковый диаметр внутрипромысловых трубопроводов в пределах одного варианта обустройства, а для различных вариантов обустройства он будет изменяться в зависимости от объема добываемой продукции на ПДК. Отсюда следует, что  $C_{\text{труб}}$  в неявном виде является функцией числа скважин  $m$  в каждом модуле.

Для определения диаметра трубопроводов для каждого варианта воспользуемся зависимостью

$$\frac{Q}{q_i} = \left( \frac{D}{d_i} \right)^{2.6}, \quad (6)$$

где  $Q$  и  $D$  принимаем известными величинами, равными 70,0 млн м<sup>3</sup>/сут и 42" (1067 мм) соответственно, величина  $q_i$  определяется производительностью ПДК для каждого варианта, зависящая от количества ПДК ( $k$ ) и определяемая по формуле

$$q_i = \frac{Q}{k} \quad (7)$$

По данным зарубежных компаний, стоимость шлангокабеля диаметром 6" составляет от 2000 до 2500 \$ за погонный метр. С учетом этого, запишем

$$C_{\text{труб}} = L_{\text{труб}} (C_{\text{нм}_i} + C_{\text{каб}_i}) \quad (8)$$

Алгоритм решения данной задачи (рисунок 1) разбивается на несколько этапов

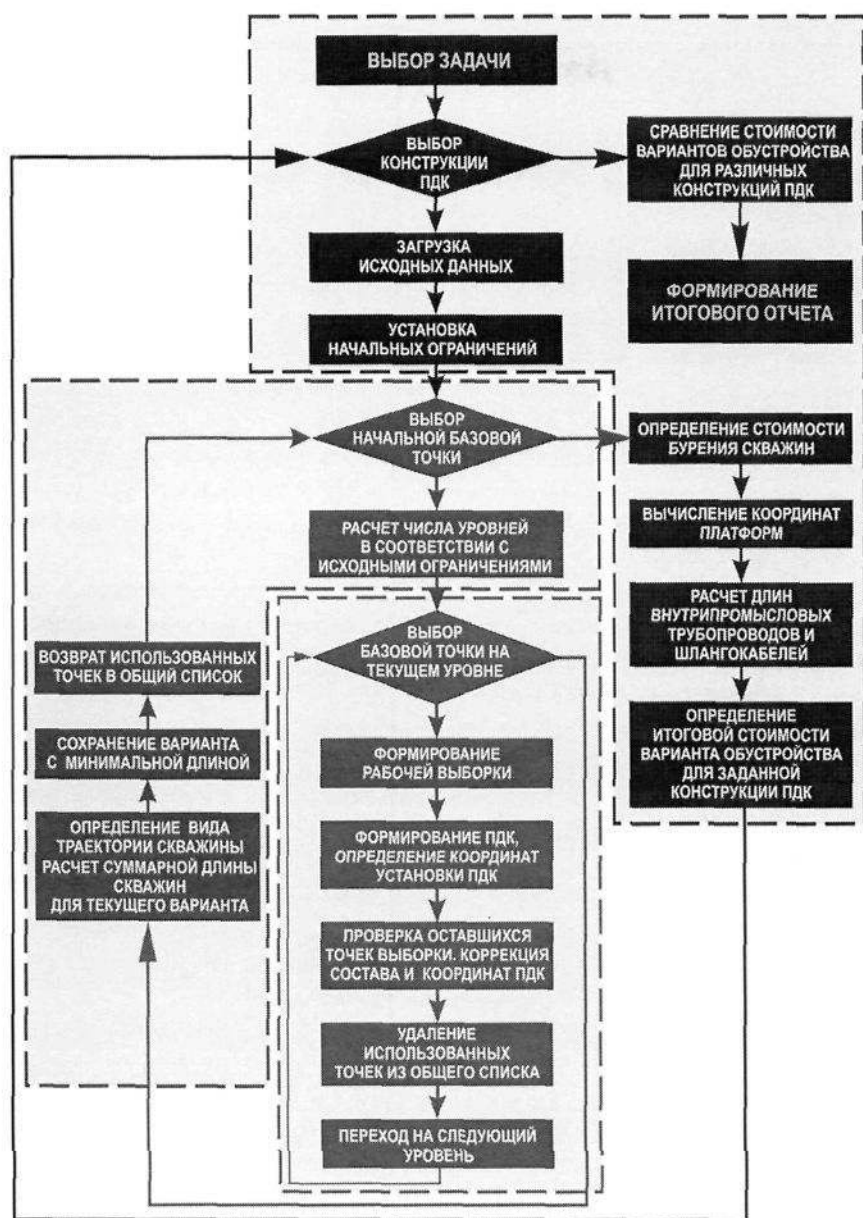


Рисунок 1 - Алгоритм выбора рационального расположения и конструкции

ПДК

На первом этапе производится формирование групп скважин для различных ПДК, исходя из минимальной суммарной длины стволов скважин внутри группы

Обозначим через  $Z$  множество точек, определяющих координаты забоев скважин, тогда  $Z_i(x_i, y_i) \in Z$ . Мощностъ данного множества или число его элементов равно  $|Z| = N_c$ .

В рассматриваемой задаче набор скважин, объединенных в один ПДК, представляет собой выборку  $m$  элементов из множества  $Z$ . Поскольку в нашем случае выборка является неупорядоченной, т.е. порядок расположения устьев скважин внутри ПДК не влияет на суммарную длину скважин в кусте, то она представляет собой сочетание без повторений из  $m$  по  $N_c$ .

Для уменьшения числа возможных вариантов размещения скважин в ПДК необходимо рассмотреть существующие технические и технологические ограничения, имеющие место при обустройстве месторождения, которые на самом деле не являются постоянными и должны быть проанализированы отдельно для каждой задачи.

Первым ограничением является  $L_{max}$  - максимально допустимая длина скважины. Второе ограничение касается необходимости задания минимально возможного угла  $\alpha_{min}$  между траекториями скважин, устья которых расположены в одном ПДК. Кроме этого, при наличии прогнозируемых зон геологических осложнений можно исключить некоторые области из рассмотрения для размещения ПДК или проведения траектории скважины. Для этой цели на этапе ввода данных необходимо задать координаты вершин многоугольника, ограничивающего зону осложнений.

Используя указанные выше ограничения, формируются рабочие подмножества скважин, элементы которых удовлетворяют этим условиям.

На втором этапе выполняется расчет координат точки установки ПДК внутри сформированной группы скважин. Координаты установки ПДК определяются как координаты центра тяжести облака точек.

На третьем этапе фиксируется суммарная длина пробуренных скважин и рассчитывается соответствующая стоимость бурения. После прохождения алгоритма по всему множеству скважин получаем координаты расположения ПДК для фиксированного числа  $m$  скважин в одном модуле.

Следуя данному алгоритму, были построены схемы размещения ПДК для различных значений  $m$  и выполнена оценка  $C_{б,р}$  для каждого варианта.

На заключительном этапе рассчитывается для всех вариантов полная стоимость обустройства с учетом стоимости самих ПДК, операций по их транспортировке, установке и монтажу, суммарной стоимости буровых работ, а

также стоимость внутрипромысловых трубопроводов

$$C_{об} = C_{ПДК} + C_{бур} + C_{труб} \quad (9)$$

Задача решалась с помощью объектно-ориентированной версии Pascal 7 0. При расчете был принят зенитный угол при входе в продуктивный пласт, равный  $80^\circ$ , глубина залегания продуктивного пласта 2000 м.

На рисунке 2 приведен график зависимости капитальных вложений в обустройство месторождения от количества скважин в ПДК.

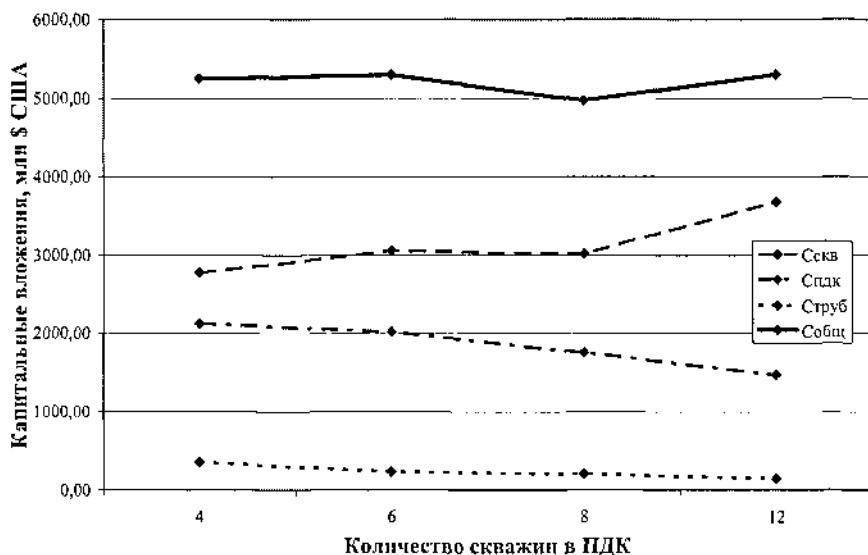


Рисунок 2 – Зависимость капитальных вложений в обустройство месторождения от количества скважин в ПДК

Из полученных результатов следует, что с увеличением количества ПДК увеличиваются капитальные затраты, определяемые видом функции (1)  $S$  уменьшением  $k$  и увеличением  $m$  капитальные вложения увеличиваются за счет роста стоимости бурения наклонно-направленных скважин. С другой стороны, уменьшение  $k$  и увеличение  $m$  приводит к снижению общей протяженности внутрипромысловых трубопроводов.

Из графика следует, что для рассматриваемого месторождения и принятых данных оптимальным является обустройство с использованием ПДК

на 8 скважин

**В третьей главе** приведена методика выбора максимального уровня добычи на месторождении с учетом оптимальной производительности морских технологических объектов обустройства

Для освоения большинства морских газовых и газоконденсатных месторождений основную задачу, связанную с разработкой и обустройством месторождения, в общей ее постановке можно сформулировать следующим образом: определить оптимальные значения максимального уровня добычи газа  $Q_m$ , периода достижения этого уровня  $t_0$ , периода постоянной добычи, количества и производительности технологических объектов обустройства

Типичная динамика добычи газа для какого-либо месторождения состоит из периодов нарастающей ( $0 < t < t_0$ ), постоянной ( $t_0 < t < T$ ) и падающей ( $T < t < T_m$ ) добычи

Примем, что период падающей добычи начинается с момента  $T$ , при котором устьевое давление достигает минимально допустимого значения  $P_{y \text{ мин}}$  с точки зрения нормальной работы технологического оборудования для подготовки газа к транспорту. Очевидно, что чем меньше  $P_{y \text{ мин}}$ , тем больше значение  $T$ . Тогда

$$\int_0^T q(t) dt = \gamma Q_3 \quad (10)$$

где

$q(t)$  – текущее значение добычи газа,  $\text{м}^3/\text{сут}$ ,

$Q_3$  – запасы газа месторождения,  $\text{м}^3$ ,

$\gamma$  – коэффициент, зависящий от  $P_{y \text{ мин}}$

Примем, что зависимость  $q(t)$  в интервале  $0 < t < t_0$  является линейной функцией времени, тогда с учетом (10) будем иметь

$$\frac{Q_m t_0}{2} + Q_m (T - t_0) = \gamma Q_3 \quad (11)$$

или, обозначая период постоянной добычи  $\tau = T - t_0$ ,

$$\tau = \frac{\gamma Q_3}{Q_m} - \frac{t_0}{2} \quad (12)$$

Принимаем, что в интервале падающей добычи функция  $q(t)$  имеет вид

$$q(t) = Q_m e^{-\alpha(t-T)} \quad (13)$$

Из выражения (10) следует, что

$$\int_T^{\infty} q(t) dt = \int_T^{\infty} Q_m e^{-\alpha(t-T)} dt = (1-\gamma)Q_3 \quad (14)$$

Интегрируя (14), получим

$$\alpha = \frac{Q_m}{(1-\gamma)Q_3} \quad (15)$$

Из выражения (15) следует, что темп падения добычи продукции на стадии падающей добычи пропорционален величине  $Q_m$

Рассмотрим вначале задачу выбора рациональных величин  $Q_m$  и  $t_0$  в непрерывной ее постановке. Иными словами будем считать, что на сколь угодно малом временном участке  $\Delta t$  осуществляются столь же малые капитальные вложения  $\Delta C$ . Тогда дисконтированные капитальные вложения можно представить в виде

$$\Delta C_d(t) = \frac{Q_m}{t_0} \beta \Delta t e^{-\varepsilon t}, \quad (16)$$

где  $\beta$  – удельные капитальные вложения

$\varepsilon$  – норма дисконта при непрерывном начислении процентов,  $\varepsilon = \ln(1+E)$ , а  $E$  – годовая ставка процента при начислении процентов один раз в год

Полагая, что дисконтированный денежный поток от реализации  $R_d(t)$  прямо пропорционален объему добываемой продукции, получим

$$R_d(t) = \frac{\rho Q_m}{t_0} t e^{-\varepsilon t}, \quad (17)$$

где  $\rho$  – некоторый постоянный коэффициент, имеющий размерность  $\$/\text{м}^3$ , (например, соответствующий цене газа)

Из (16) и (17), интегрируя за интервал  $0-T_m$  с учетом (12) и (15), получим чистый дисконтированный доход  $D$  в виде

$$D = R_d^{\Sigma} - C_d^{\Sigma} = \frac{Q_m}{\varepsilon} \left\{ \psi \rho - \frac{\beta}{t_0} (1 - e^{-\varepsilon t_0}) \right\}, \quad (18)$$

где

$$\psi = \left[ \frac{1}{\varepsilon t_0} (1 - e^{-\varepsilon t_0}) - \frac{\varepsilon}{\alpha + \varepsilon} \left( \frac{\alpha}{\varepsilon} e^{-\varepsilon T} + e^{-T_m(\alpha + \varepsilon) + \alpha T} \right) \right] \quad (19)$$

На рисунке 3 приведены зависимости  $D=\varphi(Q_m)$  для различных значений  $t_0$ , построенные по выражению (18)

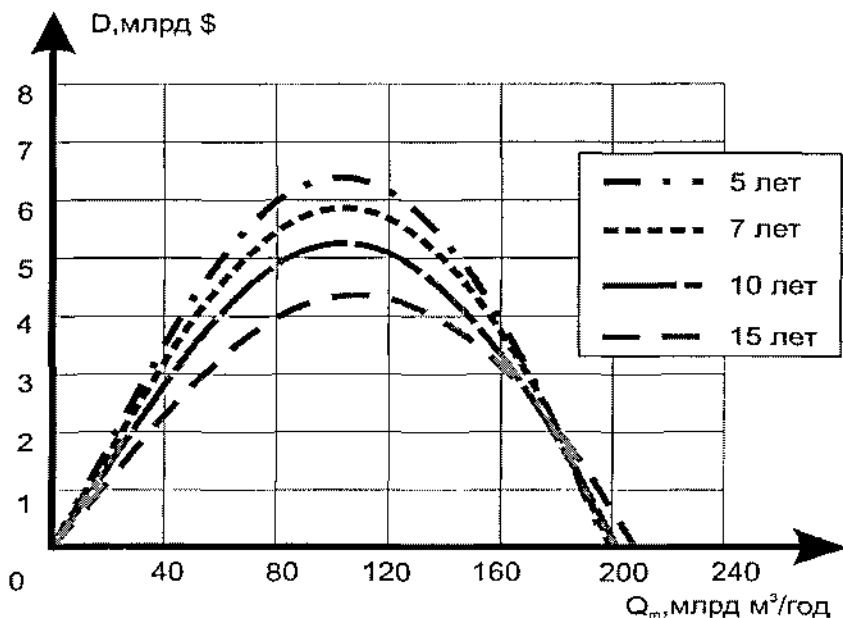


Рисунок 3 - Зависимости  $D=\varphi(Q_m)$

Из рисунка 3 следует, что при заданных ценах и удельных капитальных вложениях критерий  $\max D$  позволяет выбрать оптимальный уровень максимальной добычи газа с месторождения и время достижения этого уровня.

Приведенный вывод сделан для непрерывной постановки задачи, которая в известной мере является идеализированной. Кроме того, стоимость платформы не является линейной функцией ее производительности, в соответствии с которой при сколь угодно малой производительности стоимость платформы будет также сколь угодно малой.

Обозначим через  $q$  производительность одной платформы, а максимальный уровень добычи всех платформ через  $Q_{\max}$ , который будем считать заданным. Тогда число платформ определяется как

$$n = \left[ \frac{Q_{\max}}{q} \right], \quad (20)$$

где  $n$  — целое число

Стоимость одной платформы  $C$  можно принять как функцию от  $q$

$$C = \beta(q) \quad (21)$$

Стоимость всех платформ будет равна

$$C = \beta(q) n \quad (22)$$

Из выражения (20) следует, что с уменьшением  $q$  и при заданной величине  $Q_{max}$  увеличивается количество платформ, а, следовательно, и их общая стоимость  $C$  увеличением  $q$  увеличивается стоимость одной платформы, но уменьшается их общее число. Поэтому существование оптимума в значительной мере зависит от вида  $\beta(q)$

Обозначим через  $\Delta t$  время строительства одной платформы, а ее стоимость – через  $\beta(q)$ . Тогда, дисконтированные капитальные вложения во все платформы будут равны (в предположении, что все капитальные вложения производятся в интервале  $0 < t < t_0$ )

$$C_d^\Sigma = \beta(q) \frac{1 - e^{-\alpha t_0}}{1 - e^{-\frac{\alpha t_0}{\left[\frac{Q_{max}}{q}\right]}}} \quad (23)$$

Стоимость морской технологической платформы типа SPAR в зависимости от ее производительности, рассчитанная по программе QUESTOR OFFSHORE, можно аппроксимировать линейной функцией

$$\beta(q) = 11300q + 470000 \quad (24)$$

В (24)  $q$  – в млн м<sup>3</sup>/сут, а результат – в млн долларов США. Основной особенностью функции (24) является то, что  $\beta(0) \neq 0$ . С учетом (23) чистый дисконтированный доход  $D$  будет равен

$$D = R_d^\Sigma - C_d^\Sigma = r_d^\Sigma + \frac{\rho Q_{max}}{\varepsilon} (e^{-\alpha_0} - e^{-\varepsilon T}) + \frac{\rho Q_{max} e^{\alpha T}}{\alpha + \varepsilon} [e^{-(\alpha + \varepsilon)T} - e^{-(\alpha + \varepsilon)T_m}] - \beta(q) \frac{1 - e^{-\alpha_0}}{1 - e^{-\frac{\alpha_0}{\left[\frac{Q_{max}}{q}\right]}}} \quad (25)$$

где  $r_d^\Sigma$  – суммарный дисконтированный доход от реализации продукции в интервале  $0 - t_0$



$$r_d^\Sigma = \frac{\rho q e^{-\varepsilon \Delta t} |1 + (n-1)e^{-\alpha_0}| - ne^{-\alpha_0}}{\varepsilon (1 - e^{-\varepsilon \Delta t})} \quad (26)$$

На рисунке 4 приведены зависимости ЧДД ( $D$ ) от максимального уровня добычи  $Q_{\max}$ , реализуемого разным количеством платформ, построенные по формуле (25)

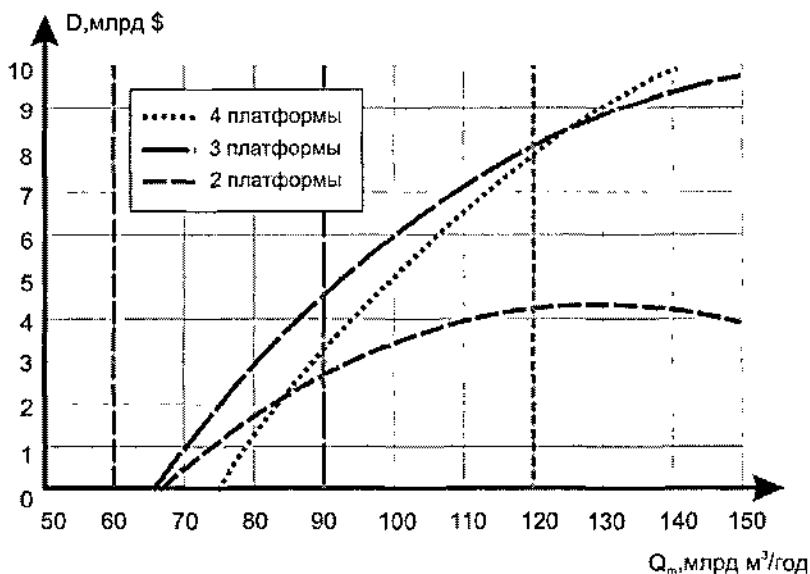


Рисунок 4 - Зависимости  $D(q) = f(Q_{\max})$

Из рисунка 4 следует, что выражение (25) даст возможность по критерию  $\max D$  выбрать оптимальное число платформ, с помощью которых обеспечивается необходимый уровень добычи для конкретного месторождения и для данной зависимости стоимости платформ от ее производительности. Пунктирными линиями показаны уровни максимальной добычи для соответствующего количества платформ с точки зрения их технической реализуемости. Так, например, для  $Q_{\max} = 80$  млрд м³/год технически реализуемым вариантом являются 3 и 4 платформы, но исходя из критерия  $\max D$ , оптимально применение трех платформ, а при  $Q_{\max} > 90$  млрд м³/год технически реализуемым вариантом являются только 4 платформы.

**Четвертая глава** посвящена задаче комплексного освоения группы морских месторождений, заключающейся в вовлечении в разработку

«месторождений-спутников», обеспечивающих компенсацию падения добычи крупного базового месторождения в интервале от начала периода падающей добычи и до конца его разработки

Пусть динамика добычи некоторого базового месторождения определяется так же, как и в предыдущей задаче Пусть имеются  $n$  «месторождений-спутников» с запасами  $R_1, R_2, \dots, R_n$  и расстояниями  $l_1, l_2, \dots, l_n$  до базового месторождения Требуется определить оптимальную схему комплексного обустройства всех этих месторождений, исходя из максимума эффективности, под которой будем понимать чистый дисконтированный доход

Основной задачей комплексного обустройства является поддержание максимального уровня добычи базового месторождения ( $Q_m$ ) на участке падающей добычи В этом случае суммарная динамика добычи «месторождений-спутников» будет определяться как

$$Q_c(t) = Q_m (1 - e^{-\alpha t}), \quad (27)$$

где  $\alpha$  определяется согласно (15)

Область определения (27) должна лежать в интервале  $0 - T_m$ , так как срок разработки базового месторождения ограничивается величиной  $T_m$ , исходя из срока службы основного технологического оборудования и технико-экономической целесообразности дальнейшей разработки месторождения За пределами этого периода должна решаться другая задача, связанная либо с заменой основного оборудования базового месторождения, либо с дальнейшей разработкой «месторождений-спутников» как самостоятельных объектов, что выходит за рамки настоящей работы Суммарную добычу от «месторождений-спутников» можно определить как

$$Q_c^\Sigma = \int_0^{T_m} Q_m (1 - e^{-\alpha t}) dt \quad (28)$$

Одним из важнейших ограничений является требование, чтобы давление на входе в сепараторы на платформах базового месторождения было не меньше предельного минимального давления, на которые рассчитаны эти сепараторы

$$P_{ci} \geq P_{c \min} \quad (29)$$

Поскольку продукция от «месторождений-спутников» поступает на платформы базового месторождения по подводному трубопроводу в многофазном состоянии, для предотвращения гидратообразования в трубопроводе необходимо ввести ограничение на минимальную его загрузку

$$q_i(t) \geq q_{\min}(t) \quad (30)$$

Необходимо ввести еще одно ограничение, связанное с накопленной добычей «месторождений-спутников»

$$\int_{t_0}^{T_{m_i}} q_i(t) dt \geq \xi_i R_i, \quad (31)$$

где  $t_0$  и  $T_{m_i}$  – соответственно время начала и окончания разработки  $i$ -го месторождения,  $\xi_i$  – коэффициент газоотдачи ( $\xi_i < 1$ )

Таким образом, требуется определить функции  $q_i(t)$  для различных  $i$ , обеспечивающих максимум ЧДД, принимая во внимание, что  $q_i(t) = 0$  при  $t < t_0$

Не нарушая общности постановки задачи, примем, что на начальном этапе подключается только одно «месторождение-спутник»

Из выражения (31) имеем для первого месторождения

$$q_{m1} T_1 + q_{m1} \int_{T_1}^{T_m} e^{-\alpha_1 t} dt = q_{m1} \left[ T_1 + \frac{1}{\alpha_1} (e^{-\alpha_1 T_1} - e^{-\alpha_1 T_{m1}}) \right] \geq \xi_1 R_1, \quad (32)$$

где  $T_1$  – период постоянной добычи,

$\alpha_1$  – постоянная времени спада уровня добычи

Из условия (30) следует, что, например, для первого месторождения период нарастания уровня добычи должен быть либо равен нулю (т.е. при  $t = t_{10}$  весь газ в объеме  $q_{m1}$  должен поступать на платформы базового месторождения, либо при  $t = t_{10}$  на платформы базового месторождения должен поступать газ в объеме не менее  $0,75q_{m1}$ , исходя из минимально допустимой 75% загрузки трубопровода, а затем в интервале  $t_{10} - t_{11}$  добыча увеличивается до  $q_{m1}$

Методика выбора производительности и очередности ввода «месторождений-спутников» включает решение двух групп уравнений

1. Стандартную группу общеизвестных уравнений-ограничений
  - зависимость пластового давления от суммарного отбора газа,
  - связь между пластовым и забойным давлением,
  - связь между забойным и устьевым давлением,
  - связь между устьевым давлением и давлением на сепараторе платформы базового месторождения

2. Систему уравнений аппарата исследования операций, включая целевую функцию

Капитальные вложения в первое месторождение определяется стоимостью бурения скважин, стоимостью подводных добычных комплексов

(ПДК) и стоимостью трубопровода Число скважин определяется как отношение  $q_{m1}$  к среднему дебиту одной скважины  $\zeta_1$

$$n_c = \frac{q_{m1}}{\zeta_1} \quad (33)$$

Количество ПДК ( $N_{\text{пдк}}$ ) определяется как наибольшее целое от отношения общего числа скважин ( $n_c$ ) к числу скважин в одном ПДК ( $n_{\text{пдк}}$ )

$$N_{\text{пдк}} = \frac{n_c}{n_{\text{пдк}}} \quad (34)$$

Стоимость трубопровода определяется как стоимость единицы длины трубопровода диаметром  $d_1$ , умноженная на его длину

$$C_{\tau 1} = c_{\tau} [d_1 (q_{m1})] l_1 \quad (35)$$

Общие капитальные вложения в первое месторождение будут равны

$$C_1 = C_c n_c + C_{\text{пдк}} N_{\text{пдк}} + C_{\tau 1} \quad (36)$$

Обозначим через  $t_{10}$  момент подключения первого месторождения, причем  $t_{10}$  установим таким образом, чтобы

$$Q_c^{\Sigma}(t_{10}) = Q_m (1 - e^{-\alpha t_{10}}) = q_{m1}, \quad (37)$$

Введем ограничение на максимально допустимое отклонение от уровня максимальной добычи базового месторождения

$$\begin{cases} Q_m (1 - e^{-\alpha t_{10}}) \leq \delta Q_m \\ t_{10} \leq -\frac{\ln(1 - \delta)}{\alpha} \end{cases}, \quad (38)$$

где  $\delta$  – предельное отклонение от  $Q_m$  (например, 10%, т.е.  $\delta=0,1$ )

Тогда для  $i$ -го месторождения

$$Q_c^{\Sigma}(t_{i0}) = Q_m (1 - e^{-\alpha t_{i0}}) = q_{m1} + q_{m2} + \dots + q_{mi} \quad (39)$$

$$\begin{cases} Q_m (1 - e^{-\alpha t_{i0}}) - q_{m1} - q_{m2} - \dots - q_{m(i-1)} \leq \delta Q_m \\ t_{i0} \leq -\frac{\ln\left(1 - \delta - \frac{q_{m1} + q_{m2} + \dots + q_{m(i-1)}}{Q_m}\right)}{\alpha} \end{cases} \quad (40)$$

На величины  $q_{mi}$  должны быть наложены ограничения, определяемые из первой группы уравнений

Уравнения (39), (40) записаны без учета периода падающей добычи какого-либо одного или нескольких месторождений. Начало периода падающей добычи  $T_i$  определяется величинами  $q_{mi}$ ,  $R_i$  и  $\gamma_i$ . При данной постановке задачи и при падении добычи с  $i$ -го месторождения до величины  $0,75q_{mi}$  разработка этого месторождения становится невозможной и оно должно быть исключено из рассмотрения. Однако в этом случае условие (31) не будет выполняться. Поэтому для данной задачи примем, что начало периода падающей добычи любого «месторождения-спутника» происходит за пределами величины  $T_m$ .

К системе уравнений уравнениям (39), (40) необходимо добавить некоторую целевую функцию, которую следует максимизировать. В качестве такой функции примем чистый дисконтированный доход. Запишем это условие в общем виде

$$D = \omega_1(q_{m1}, t) + \omega_2(q_{m2}, t) + \dots + \omega_i(q_{mi}, t) + \dots + \omega_n(q_{mn}, t) \quad (41)$$

В связи с тем, что выражение (41) является нелинейной функцией, для решения данной задачи вместо метода линейного программирования необходимо применить аппарат оптимизации при нелинейной целевой функции.

Дисконтированные доходы от реализации продукции «месторождений-спутников» будут иметь вид

$$R_i^{(d)} = \rho \int_{t_{i0}}^{T_m} q_{mi} e^{-\varepsilon t} dt = \frac{\rho q_{mi}}{\varepsilon} (e^{-\varepsilon t_{i0}} - e^{-\varepsilon T_m}) \quad i=1, n \quad (42)$$

Дисконтированные капитальные вложения в «месторождения-спутники» будут иметь вид

$$C_i^{(d)} = C_i e^{-\varepsilon(t_{i0} - \tau_i)} \quad i=1, n, \quad (43)$$

где  $\tau_i$  – время, необходимое для строительства объектов обустройства для  $i$ -го месторождения, а  $\varepsilon$  – норма дисконта при непрерывном начислении процентов.

Уравнения (42) и (43) записаны в предположении, что капитальные вложения в очередное месторождение осуществляется в интервале  $t_{i0} - \tau_i - t_{i0}$ , а доход от реализации начинается с момента  $t_{i0}$  и продолжается до момента  $t_k$ .

Таким образом, с учетом (42) и (43) функции  $\omega_i$  будут равны

$$\omega_i = R_i^{(d)} - C_i^{(d)} \quad (44)$$

при условии, что  $\omega_i \geq 0$

Уровни максимальной добычи с каждого месторождения определяются путем решения уравнений (39)–(44) с учетом системы уравнений первой группы для конкретных месторождений. Очередность ввода «месторождений-спутников» может быть определена в результате решения этих же уравнений, поскольку характеристики объектов обустройства «месторождений-спутников» входят в формулу для расчета капитальных вложений.

## ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

1. Решена задача определения количества и местоположения подводных добычных комплексов для заданных показателей проекта разработки месторождения.

2. Для решения поставленной задачи разработан алгоритм расчета количества скважин в одном подводном добычном комплексе, количества ПДК и места их расположения на примере конкретного месторождения, обеспечивающие минимум капитальных вложений в обустройство месторождения. С помощью объектно-ориентированной версии Pascal Delphi 7.0 составлена программа, реализующая данный алгоритм.

3. Предложена методика определения уровня добычи на месторождении с учетом оптимальной производительности морских платформ применительно к газовым месторождениям.

4. Решена задача комплексного освоения группы морских месторождений, обеспечивающего компенсацию падения добычи крупного базового месторождения. Приведена методика определения очередности ввода в разработку «месторождений-спутников» и уровней добычи с этих месторождений путем задания целевой функции.

## СПИСОК РАБОТ,

### ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

1. Обустройство месторождений шельфа Арктики / О.А. Корниенко, Б.А. Никитин, Д.А. Мирзоев // Газовая промышленность – 1999 - № 7 С 17-18

2. Освоение углеводородных ресурсов шельфа Печорского моря / Б.А. Никитин, В.С. Вовк, А.И. Гриценко, Д.А. Мирзоев, М.Н. Мансуров, О.А. Корниенко // Газовая промышленность – 1999 - № 12 С 56-59

3 Научно-методические основы разработки схем обустройства углеводородных месторождений арктического шельфа // Аннотированный сборник конкурсных работ аспирантов и специалистов ОАО «Газпром», Центр подготовки специалистов высшей квалификации ООО «ВНИИГАЗ», Москва, 1999

4 Основные принципы обустройства месторождения Варандей-море / В С Вовк, Д А Мирзоев, Б А Никитин, А Я Мандель, М Н Мансуров, О А Корниенко // Газовая промышленность – 2000 - № 11 С 24-26

5 Проблемы создания объектов обустройства нефтегазовых месторождений арктических морей / В С Вовк, Д А Мирзоев, К Б Колмыкова, О А Корниенко, Н Е Похомова // Состояние и перспективы освоения морских нефтегазовых месторождений Юбилейная научная сессия, посвященная 70-летию РГУ нефти и газа им И М Губкина (Круглый стол № 7) 25-26 апреля 2000 г, г Москва - Ротапринт ИРЦ Газпром, Москва, 2001 – С 23-33

6 Некоторые пути снижения стоимости морских нефтегазопромысловых платформ / Ф Д Мирзоев, О А Корниенко, К Б Калмыкова, Н Е Пахомова // Освоение шельфа Арктических морей России (РАО-01) Труды Международной конференции С -П 2001

7 Особенности обустройства углеводородных месторождений Арктического шельфа / Д А Мирзоев, О А Корниенко, В М Рабкин // Состояние и перспективы освоения морских нефтегазовых месторождений Сб науч трудов – М ВНИИГАЗ, 2003 – С 122-132

8 Методика выбора основного варианта ледостойких платформ / Ф Д Мирзоев, О А Корниенко // Освоение шельфа Арктических морей России (РАО-03) Труды Международной конференции - С -П 2003

9 Методика выбора рациональных схем комплексного обустройства морских месторождений / Вольгемут Э А , Корниенко О А , Мирзоев Д А , Никитин П П // Интернет–журнал «Нефтегазовое дело» 09 04 2007 г, 16 с ([http://www.ogbus.ru/authors/Volgemut/Volgemut\\_2.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Volgemut/Volgemut_2.pdf))

10 Методика выбора оптимальной производительности морских технологических объектов обустройства / Вольгемут Э А , Корниенко О А , Мирзоев Д А , Никитин П П / Интернет–журнал «Нефтегазовое дело» 11 04 2007 г, 16 с ([http://www.ogbus.ru/authors/Volgemut/Volgemut\\_3.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Volgemut/Volgemut_3.pdf))

11 Методика выбора рациональной схемы расположения и конструкций подводных добычных комплексов / Греков С В , Корниенко О А , Мирзоев Д А , Самсонов Р О / Интернет–журнал «Нефтегазовое дело» 17 04 2007 г, 20 с ([http://www.ogbus.ru/authors/Grekov/Grekov\\_3.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Grekov/Grekov_3.pdf))

Подписано к печати 17 апреля 2007 г

Заказ №180411238

Тираж 100 экз

Объем 1 уч-изд Л Ф-т 60х84/16

Отпечатано в ООО «ВНИИГАЗ»,  
Московская область, Ленинский р-н, п Развилка