

На правах рукописи

СЕМЕНОВ АЛЕКСАНДР МИХАЙЛОВИЧ

**ОЦЕНКА И МИНИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ
РИСКОВ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ
МОРСКИХ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Специальность: 25.00.18 - Технология освоения морских
месторождений полезных ископаемых

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук



Москва
2004



2005-4
21411

На правах рукописи

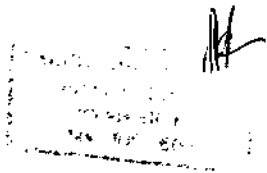
СЕМЕНОВ АЛЕКСАНДР МИХАЙЛОВИЧ

**ОЦЕНКА И МИНИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ
РИСКОВ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ
МОРСКИХ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Специальность: 25.00.18 - Технология освоения морских
месторождений полезных ископаемых

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук



Москва
2004

922438

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

Научный руководитель: доктор физико-математических наук, профессор
Ампиров Ю. П.

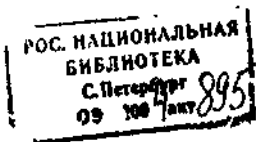
Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор
Бузинов С.Н.

доктор технических наук, профессор
Кульпин Л.Г.

Ведущее предприятие: ЗАО «Севморнефтегаз»

Защита состоится «__» _____ 2004 г. в 13³⁰ на заседании
диссертационного совета Д 511.001.01 при ООО «ВНИИГАЗ» по адресу:
142717 Московская область, Ленинский район, пос. Развилка, ООО
«ВНИИГАЗ».

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ВНИИГАЗа
Автореферат разослан «__» _____ 2004 г.



Ученый секретарь
диссертационного совета
Д. Г. - М.К.

Н.Н.Соловьев

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы

Освоение морских месторождений требует больших объемов инвестиций в обустройство морского промысла за несколько лет до начала промышленной добычи углеводородного сырья. На окупаемость затрат в строительство и эксплуатацию объектов производственной инфраструктуры нефтегазового комплекса существенно влияет динамика добычи продукции из месторождений. Отклонение при реализации проекта фактических показателей добычи УВ от прогнозируемых может значительно изменить его технико-экономическую эффективность. При недостижении проектных уровней отбора возможен переход конкретного проекта из разряда эффективных в разряд убыточных.

В связи с этим повышение достоверности прогнозируемых показателей добычи УВ на морских месторождениях приобретает особое значение.

Представляемая диссертационная работа посвящена проблеме обоснования метода объективной оценки технологических рисков при проектировании разработки нефтяных и газовых месторождений. В настоящее время в практике проектирования разработки нефтегазовых месторождений вопросам оценки технологических рисков уделяется недостаточно внимания.

Поэтому, разработка новых методов оценки и минимизации технологических рисков является актуальной задачей исследований при проектировании разработки морских месторождений углеводородов.

Цель работы

Разработка методики оценки и снижения технологических рисков для повышения эффективности и надежности проектирования разработки морских нефтяных и газовых месторождений.

Основные задачи исследований

1. Анализ существующих методов оценки рисков при проектировании разработки месторождений углеводородов с оценкой возможного их использования при составлении проектных технологических документов.
2. Формирование комплекса основных геологических и технико-технологических факторов, определяющих величину технологического риска и оценка влияния каждого из них на этот показатель.
3. Разработка алгоритма и программы имитационного моделирования с использованием метода Монте-Карло и результатов расчета процесса разработки залежей на основе передовых компьютерных технологий.
5. Обоснование новых технических решений для уменьшения технологических рисков при проектировании разработки морских месторождений.
6. Разработка метода вероятностного анализа чувствительности критерия экономической эффективности к изменению уровней добычи УВ.

Методы решения поставленных задач

Для проведения необходимых расчетов и математических экспериментов была разработана и реализована в виде программного комплекса имитационная статистическая модель разработки месторождений, использующая в качестве входной информации выходные файлы программных комплексов Eclipse и VIP.

Научная новизна

В диссертационной работе предложена и обоснована методика оценки технологических рисков на основе имитационного моделирования с использованием метода Монте-Карло и результатов детерминированного расчета показателей разработки. Разработан алгоритм и составлена программа анализа влияния ряда геолого-технологических показателей на величину технологического риска. Обоснованы практические способы снижения технологических рисков при проектировании разработки морских месторождений нефти и газа. Разработан алгоритм вероятностного анализа чувствительности критерия экономической эффективности к изменению уровней добычи УВ.

Защищаемые положения.

1. Методика оценки технологических рисков на основе объединения детерминированного (использующего современные компьютерные трехмерные модели) и вероятностно-статистического методов расчетов технологических показателей разработки нефтяных и газовых залежей.
2. Алгоритм и программа расчетов методом Монте-Карло технологических показателей разработки нефтяного месторождения для оценки технологических рисков и влияния ряда геолого-технологических факторов на их величину.
3. Обоснование технических решений, позволяющих уменьшить технологический риск при проектировании разработки морских нефтяных и газовых месторождений.
4. Метод вероятностного анализа чувствительности критерия экономической эффективности к флуктуациям динамики добычи УВ.

Практическая ценность

Полученные в диссертационной работе методы и алгоритмы программ расчетов были использованы при составлении проектных технологических документов на разработку Штокмановского газоконденсатного и Приразломного нефтяного морских месторождений. Технологические документы прошли апробацию в государственной экспертизе и приняты к реализации центральной комиссией по разработке Минэнерго РФ.

Использование разработанных в диссертационной работе методов и программ позволяет улучшить качество проектирования нефтяных и газовых месторождений.

Объективная оценка технологических рисков, анализ влияния отдельных параметров на их величину позволит инвестору определить целесообразность участия в рассматриваемом проекте, а банкам - возможность финансирования работ по освоению месторождения.

Практическую значимость имеют новые подходы, предложенные в работе, направленные на повышение надежности проектных решений по объемам добычи УВ и уменьшение на этой основе технологических рисков.

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы докладывались и получили одобрение:

- на конференции "Exploration and production Operations in difficult and sensitive areas", VNIGRI/AAPG, SPb, 2001;
- на международной научной конференции " ВНИИГАЗ на рубеже веков", п. Развилка, 2003;
- на секции Ученого совета ООО «ВНИИГАЗ» «Освоение нефтегазовых месторождений шельфа», 2004.

Публикации

По теме диссертации опубликовано семь научных работ, в том числе четыре из них написаны без соавторов.

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, выводов, списка использованной литературы из 49 наименований. Содержание диссертации изложено на 111 страницах машинописного текста, в том числе 6 таблиц и 42 рисунка.

Благодарности

Автор считает своим долгом выразить искреннюю благодарность своему научному руководителю д-ру физ.-мат. наук, профессору Ю.П. Ампилову за ценные советы и постоянное внимание к работе на всех этапах ее подготовки. Особую благодарность автор выражает канд. техн. наук Ю.Я. Чернову за помощь и советы при решении задач. Автор благодарен канд. физ.-мат. наук Д.А. Онищенко за ценные замечания при подготовке диссертационной работы.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении сформулирована тема диссертации, определены цели исследования, научная и практическая новизна выполненных исследований.

Глава 1. Обоснование актуальности темы. Цели и задачи исследования.

Рассмотрены специфические особенности освоения морских месторождений отличающие их от месторождений на суше. Наиболее важным является зависимость проектных технико-технологических решений по разработке месторождений от технических характеристик основных объектов производственной инфраструктуры комплекса: платформы с технологическим оборудованием, подводных добычных систем, подводных транспортных систем и др. Поэтому при проектировании разработки морского месторождения возникает

необходимость рассматривать варианты развития всего морского комплекса, основными элементами которого являются:

- залежи месторождения с системой дренирующих их добывающих скважин;
- морской промысел, включающий подводные добычные комплексы, технологические линии по подготовке газа и конденсата, компрессорное хозяйство и другое оборудование, а также и саму платформу;
- транспортная подводная система, включающая подводные газопроводы, объекты транспорта нефти (конденсата), ингибиторов гидратообразования, береговая КС и др.

Массогабаритные и другие характеристики морского промысла оказывают, как и подводная транспортная система, определяющее влияние на рассматриваемые системы разработки месторождений и возможные уровни добычи УВ. В связи с этим возможности внесения изменений в принятую систему разработки для морских месторождений крайне ограничены, и проблема надежности рекомендуемой системы разработки приобретает весьма большое значение.

Однако, геолого-технологические параметры, используемые при проектировании разработки, являются неопределенными величинами с возможным интервалом изменения и типом статистического распределения. В связи с этим, такая важнейшая величина, как динамика отбора УВ, во многом определяющая экономическую эффективность проекта, также является неопределенной. Важная задача совершенствования проектирования разработки морских месторождений - определение вероятности реализации проектной динамики отбора, позволяющей оценивать технологический риск проекта.

Количественную меру риска предлагается определить как вероятность возможного отклонения проектного показателя разработки от его действительной реализации.

Набор неопределенных параметров, влияющих на динамику добычи УВ, включает в себя:

- начальные дебиты скважин (нефти, газа);
- ввод скважин в эксплуатацию во времени;
- коэффициент эксплуатации скважин;
- темп падения добычи (нефти, газа) во времени.

Автором выполнен анализ существующих способов определения геолого-технологического риска разработки месторождений УВ. Рассмотрены методики, с использованием различного математического аппарата (вероятностно-статистический анализ, метод имитационного моделирования Монте-Карло, нечеткая математика и интервальный анализ), предложенные В.Д. Лысенко, Ю.П. Ампиловым, В.Б. Карповым, А.Б. Золотухиным, Е.А. Кочневым.

Анализ опубликованных работ показал, что на сегодняшний день не существует достаточно надежных способов для сравнения по уровню технологического риска нескольких вариантов разработки, рассчитанных с помощью современного сертифицированного программного обеспечения.

В соответствии с действующими регламентами основной задачей проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений является сопоставление технико-экономических показателей различных вариантов с целью выявления наиболее эффективного.

Большие затраты, необходимые для строительства объектов морского комплекса (стационарные морские платформы, подводная транспортная система и др.) часто снижают экономическую эффективность добычи УВ до минимально приемлемой. При этом даже

небольшое уменьшение уровней добычи УВ или увеличение потребных затрат может вызвать убыточность инвестиций в разработку месторождения. Поэтому объективная оценка вероятности недостижения проектных показателей при реализации отдельного варианта приобретает важное практическое значение. В зависимости от таких оценок может быть принят вариант с меньшей экономической эффективностью, но с более высокой надежностью технологических решений.

Для оценки возможных технологических рисков на начальном этапе разработки месторождения теоретически можно использовать трехмерную гидродинамическую модель, однако значительное время расчета одного варианта и необходимость подготовки и обработки большого объема информации (речь идет, по крайней мере, о многих сотнях вариантов) делает эту возможность практически нереализуемой.

В связи с этим разработка и совершенствование методов количественной оценки технологических рисков является перспективным направлением исследований при проектировании разработки морских месторождений УВ.

Вторая глава посвящена обоснованию вероятностных основ оценки технологических рисков при проектировании разработки нефтяных и газовых месторождений.

В начале главы отмечается, что динамика отбора УВ $Q^*(t)$ из объекта моделирования, полученная при детерминированном расчете по трехмерной фильтрационной модели, является лишь одной из возможных реализаций случайного процесса $Q(t)$, имеющего бесконечное число возможных реализаций.

Используя информацию, полученную из этой реализации, о дебитах отдельных скважин $q_i^*(t)$ и накопленном отборе нефти каждой скважины Q_i^* можно описать этот процесс, как

$$Q(t) = Q(q_{01}, q_{0N}; Q_1, Q_N; f(q_{01}, Q_1, t_{01}, \eta_1, t) \dots f(q_{0N}, Q_N, t_{0N}, \eta_N, t)),$$

где q_{0i}, q_{0N} - распределение начальных дебитов N проектных скважин, Q_1, Q_N - распределение их отборов нефти, $f(q_{0i}, Q_i, t_{0i}, \eta_i, t)$ - функция, описывающая поведение во времени дебита i -й скважины, зависящая от начального дебита и накопленного отбора, t_{0i} - момент пуска скважины, η_i - коэффициент эксплуатации.

Наиболее надежным методом, позволяющим определить вероятность получения определенного диапазона возможных реализаций, является метод имитационного статистического моделирования (Монте-Карло). Производится детальное рассмотрение особенностей использования данного метода, приводятся наиболее характерные примеры получения различных распределений случайных величин.

Показано, что основным фактором неопределенности начальных дебитов проектных скважин q_{0i}, q_{0N} является величина проницаемости.

После определения закона теоретического распределения проницаемости для данного объекта, полученного по результатам исследования керн в разведочных скважинах, необходимо определить основные моменты распределения - среднее и дисперсию.

В качестве среднего значения проницаемости в области дренирования проектной скважины следует использовать величину, принятую в фильтрационной модели.

Меру максимально возможного разброса (вариации) проницаемости, в областях дренирования проектных скважин можно получить, построив

вариограммную модель. Вариограмма дает информацию о неоднородности по площади и толщине продуктивного пласта - т.е. о зональной и послонной неоднородности объекта.

Для каждой скважины можно определить нормировочный коэффициент $C_i^* = \frac{q_{oi}^*}{\bar{k}_i}$, где \bar{k}_i - средний коэффициент проницаемости в области дренирования i -ой скважины, а q_{oi}^* - ее начальный дебит, полученный при моделировании.

Функцию $f_i^*(t)$, описывающую уменьшение со временем дебитов скважин можно принять в виде

$$f_i^*(t) = \exp\left(-\frac{q_{oi}^*}{Q_i^*} t\right),$$

где Q_i^* - величины накопленной добычи нефти для каждой скважины, т.е. удельные извлекаемые запасы.

Удельные извлекаемые запасы i -ой скважины Q_i^* можно определить как

$$Q_i^* = S_i \cdot \bar{h}_{\text{эфф}} \cdot \bar{\beta}_{n_i} \cdot \bar{\beta}_{n_i} \cdot \bar{K}_{n_i},$$

где S_i - площадь дренирования i -ой скважины (зависит только от принятой схемы разработки), $\bar{h}_{\text{эфф}}$ - средняя эффективная толщина продуктивных пластов в пределах этой площади, $\bar{\beta}_{n_i}$ - средняя пористость, $\bar{\beta}_{n_i}$ - средняя начальная нефтенасыщенность, \bar{K}_{n_i} - средний коэффициент вытеснения.

По известным фактическим данным, полученным по многим разрабатываемым месторождениям, эффективная толщина $\bar{h}_{\text{эфф}}$ является основным фактором неопределенности величины Q_i^* , коэффициент

вариации $\bar{h}_{\text{эф}}$ составляет ~20% , тогда как вклад остальных параметров в суммарную неопределенность не превышает ~0,5 - 1%.

Вычислив массив коэффициентов $Z_i^* = \frac{Q_i^*}{h_{\text{эф}}}$ можно

аппроксимировать функции дебита каждой проектной скважины, полученной в результате моделирования как

$$q_i(t) = C_i^* \cdot k_i \cdot \exp\left(-\frac{C_i^* \cdot k_i}{Z_i^* \cdot h_{\text{эф}}} \cdot t\right),$$

где переменные \bar{k}_i и $\bar{h}_{\text{эф}}$ означают величины, разыгранные по одному из теоретических распределений, в соответствии со средними значениями \bar{k}_i и $\bar{h}_{\text{эф}}$, использованными в сеточной модели и значениями дисперсии, полученными из соответствующих вариограммных моделей.

Таким образом, произведен переход от функции распределения неизвестного вида $\Omega(q_{01}, q_{0N}, Q_1, Q_N)$ начальных дебитов q_{0i} и удельных извлекаемых запасов Q_i к известным функциям распределения проницаемости k_i и эффективной толщины h_i .

Описанное выше представление позволяет свести изменение величины извлекаемых запасов объекта к изменению числа ячеек-скважин.

При этом подходе не конкретизируется, изменились ли геологические запасы углеводорода, (математическое описание процесса извлечения осуществляется в фильтрационной модели), а извлекаемые запасы могут измениться за счет возможного изменения геологических запасов, за счет изменения коэффициента извлечения или за счет изменения числа проектных скважин.

Каждая скважина проектной сетки, в предлагаемой методике описывается величиной начального дебита и накопленного отбора, а

конкретная схема разработки может быть представлена набором из N ячеек, в каждой из которых известны величины \bar{q}_i^m и \bar{Q}_i^m .

В итоге динамика добычи УВ $Q_j(t)$ по всему объекту для каждой j -ой реализации случайного процесса $Q(t)$ может быть выражена следующей формулой

$$Q_j(t) = 365 \cdot \sum_{i=1}^{N_j} \eta_i(t) \cdot \xi_i(t) \cdot q_i(t, k_i, h_i), \text{ где:}$$

$Q_j(t)$ - годовая добыча нефти по объекту;

$\xi_i(t)$ - коэффициент, учитывающий время работы i -ой скважины

в год ее ввода

$$\xi_i(t) = \begin{cases} \frac{n_i}{365} & t = t_i \\ 0 & t < t_i \\ 1 & t > t_i \end{cases}$$

t_i - момент пуска i -ой скважины

n_i - число дней работы i -ой скважины в год ввода;

$\eta_i(t)$ - коэффициент эксплуатации i -ой скважины;

N_j - число добывающих скважин-ячеек объекта;

$q_i(t, k_i, h_i)$ - дебит нефти i -ой скважины в момент t , полученный в результате розыгрыша величин k_i, h_i в соответствии с принятыми распределениями, $q_i(t, k_i, h_i) = 0$, при $t < t_i$.

Дополнительно учитываются возможные изменения средних величин параметров для всего объекта (например, \tilde{k} - средняя

проницаемость всего пласта) в зависимости от количества исследованных скважин.

Глава 3 посвящена оценке технологических рисков при проектировании разработки морских месторождений нефти и газа.

С использованием вышеописанной методики был разработан алгоритм и написана программа на базе Microsoft Fortran PowerStation 4.0, использующая в качестве источника входных данных информацию, содержащуюся в выходных файлах программных комплексов, предназначенных для создания фильтрационных моделей: Eclipse фирмы Shlumberger (*.rsm - файлы) и VIP фирмы Landmark (*.out -файлы).

Количественной мерой рассчитываемого эффекта выбрана вероятность реализации определенного отклонения от проектного отбора.

Значительную неопределенность в величину искомого отклонения вносит ограниченность объема информации, имеющейся на начальных стадиях проектирования, обусловленная малым количеством разведочных скважин.

Выборочная средняя проницаемость \bar{k} вычисляется по результатам исследования ядра разведочных скважин. Возможные изменения средней проницаемости \bar{k} разрабатываемого объекта учитываются нормальным распределением случайной величины \tilde{k} с выборочной дисперсией

$$\sigma^2 = \frac{1}{N_p} \sum_{i=1}^{N_p} (k_i - \bar{k})^2, \text{ где } k_i - \text{средние значения проницаемости по всей}$$

толщине продуктивного пласта для i -ой разведывательной скважины, N_p - число разведывательных скважин. Вычисляя по этому распределению

для j -ой реализации значение \tilde{k}_j , получаем среднюю проницаемость для

$$i\text{-ой проектной скважины } \bar{k}_i = \bar{k}_i \cdot \frac{\tilde{k}_j}{\bar{k}}.$$

Используя полученный из результатов расчета фильтрационной модели массив коэффициентов $C_i^n = \frac{q_{oi}^n}{k_i^n}$ для каждой i -ой скважины, можно вычислить фактическое значение проницаемости k_i в i -ой реализации в соответствии с установленным видом распределения вероятности со средним \bar{k}_i^n и дисперсией, полученной из вариограммы проницаемости.

Аналогично, используя массив $Z_i^n = \frac{Q_i^n}{h_{i,n}^n}$, для каждой i -ой скважины вычисляется значение эффективной толщины $h_{i,n}^n$ в каждой реализации.

Возможное изменение числа проектных скважин в j -ой реализации на величину N^* , приводящее к изменению извлекаемых запасов на величину $\Delta Q_j = \sum_{i=1}^{N^*} Q_i^n$ описывается нормальным распределением с несимметричными границами, параметры которого задаются экспертно, исходя из особенностей геологического строения конкретного объекта.

Задание графика ввода скважин из бурения производится аналогично тому, как это делается в фильтрационной модели, то есть вводится день, месяц и год пуска данной скважины. Распределение числа дней возможного сдвига было принято нормальным со средним, равным значению, принятому в графике ввода, а коэффициент вариации распределения вычисляется на основании информации о сроках бурения на аналогичных объектах. Подобным образом учитывается и возможное изменение коэффициентов эксплуатации.

Для гипотетического нефтяного месторождения «А», исследованного тремя разведочными скважинами, найдены функции распределения

вероятности отклонения фактического отбора нефти от проектного за счет влияния каждого из перечисленных факторов. Вычисление функций распределения производилось с использованием наборов по тысяче реализаций каждый.

Наибольший вклад в суммарную неопределенность проектного отбора вносит неопределенность средней проницаемости коллектора. В первую очередь это связано с малым количеством исследованных скважин, что обуславливает значительный коэффициент вариации.

Существенно меньше (в $\frac{1}{\sqrt{N}}$ раз) вклад в итоговую неопределенность вызывают флуктуации величины проницаемости в области дренирования конкретной скважины. Несмотря на больший, чем у функции распределения средней проницаемости коэффициент вариации, разброс значений уровня добычи за счет данного фактора оказывается значительно меньшим, чем при изменении среднего.

В отличие от эффекта возможного изменения проницаемости, где максимальная величина дисперсии появляется для отборов нефти за начальные периоды разработки (3-7 лет), заметное влияние неопределенности в значениях эффективной толщины k_{eff} в областях расположения отдельных скважин ощущается лишь при больших накопленных отборах, поскольку возможные изменения затрагивают только извлекаемые запасы на скважину.

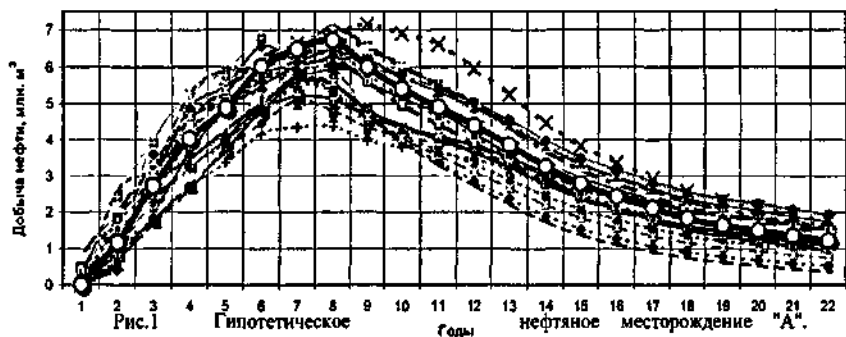
Распределение вероятности отклонения фактического отбора нефти от ожидаемого при изменении числа проектных скважин имеет характерную несимметричность, вызванную дискретностью исходного распределения, (динамика отбора может измениться только на величину, кратную отбору одной из проектных скважин, дебит которой был принят в качестве наиболее вероятного при возможном изменении проектного фонда). Этот фактор начинает сказываться лишь при значительных

сроках отбора, поскольку уменьшение проектного фонда происходит за счет скважин, вводимых в последнюю очередь. При увеличении фонда дополнительные скважины вводятся только после выполнения проектного графика.

Соответственно, флуктуации графика ввода скважин приводят к заметным отклонениям от проектного отбора лишь в первые годы разработки, а неопределенность коэффициентов эксплуатации вызывает относительно небольшой разброс реализаций, величина которого не зависит от срока разработки.

Набор возможных реализаций динамики добычи, обусловленный всеми перечисленными факторами (Рис.1) дает возможность определить итоговую вероятность отклонения отбора нефти от проектного.

В действующем регламенте на составление проектных технологических документов рекомендуется оценивать риск, анализируя чувствительность основных показателей экономической эффективности (NPV, IRR) к изменению различных параметров, ее определяющих. При этом возникает вопрос о вероятности того, что при реализации данного варианта проекта величина показателя эффективности будет находиться в определенном диапазоне значений.



Возможные изменения уровней добычи нефти при стохастическом изменении всех определяющих параметров (первые 25 реализаций из 1000 расчетных).

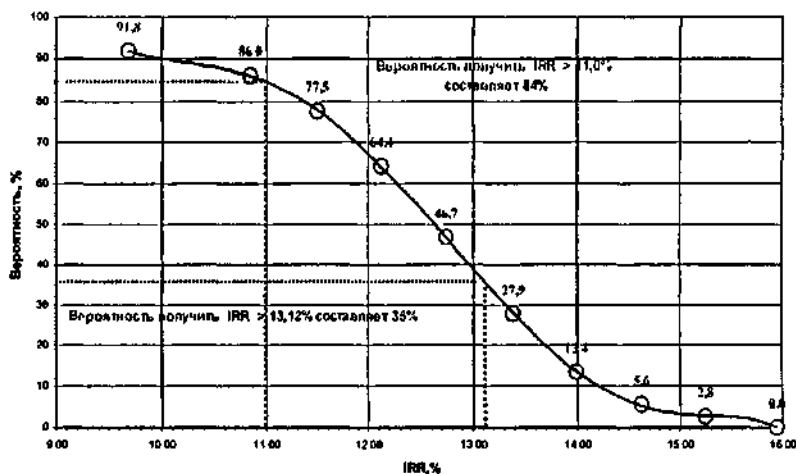


Рис.2 Гипотетическое месторождение "А". Вероятность отклонения IRR от базового значения из-за возможного изменения проектного отбора нефти.

Для получения функции распределения показателя экономической эффективности проведен анализ влияния величины коэффициента дисконтирования на форму распределения вероятности отклонения отбора нефти от проектного. Показано, что для корректной стыковки функции чувствительности IRR, полученной детерминированным способом, и распределения, полученного методом Монте-Карло, требуется большая, чем использованная ранее, статистика.

Используя результаты детерминированного анализа чувствительности величины внутренней нормы рентабельности (IRR) к отклонению объема добычи нефти от прогнозного, можно получить функцию распределения вероятности IRR (Рис.2).

Подобную методику можно применить и для оценки технологического риска при проектировании разработки газового месторождения. Зная структуру коэффициентов фильтрационного сопротивления в области дренирования i — ой скважины \bar{a}_i, \bar{b}_i и используя информацию, полученную в результате расчета по фильтрационной модели, можно вычислить массивы коэффициентов C_{ij}^n и

C_{ij}^n для определения величин $\bar{a}_i = \frac{C_{ij}^n}{k_i h_i}$ и $\bar{b}_i = \frac{C_{ij}^n}{h_i}$. Дальнейший

алгоритм программы не отличается от вышеописанного алгоритма для нефтяного месторождения.

На ранних этапах проектирования разработки, после обоснования базового варианта, рассчитанного по сеточной модели, для получения возможных распределений показателей разработки, таких, как динамика отбора газа, диапазон потребных депрессий и т. п., возможно использование программ, основанных на уравнении материального баланса и известной формуле Г.А. Адамова

$$\bar{p}_m^1(t) - \bar{p}_y^1(t) = \bar{a}q(t) + (\bar{b} + \theta)q^1(t)$$

где $\bar{p}_m^1(t)$ и $\bar{p}_y^1(t)$ соответственно средние по объекту пластовое и устьевое давления, $q(t)$ – средний дебит; \bar{a} и \bar{b} – коэффициенты фильтрационных сопротивлений; θ – коэффициент потерь на трение в НКТ.

Подобная схема расчета была применена для оценки величины технологических рисков при проектировании разработки гипотетического морского газового месторождения «В».

Определяющим фактором в условиях разрушения газоносных пластов является величина допустимой депрессии. Она может изменяться в широких пределах в зависимости от прочностных свойств коллекторов. Для моделирования дебитов газа, величина которых не меняется в зависимости от фильтрационно-емкостных свойств объекта разработки, использовались расчетные зависимости величины депрессии на пласт от коэффициентов фильтрационного сопротивления \bar{a} и \bar{b} . Функции распределения этих коэффициентов были определены путем нормировки основных моментов теоретических распределений на соответствующие моменты распределений, полученных в результате испытаний разведочных скважин. Результатом моделирования явилась двумерная функция распределения вероятности, один аргумент которой – накопленный отбор газа за тридцать лет разработки, другой – величина необходимой депрессии.

Определенный риск связан с возможным наличием разрывных нарушений, отличных от принятых при построении геологической и фильтрационной моделей месторождений. Возможно, что рассматриваемый объект разработки месторождения «В» расчленен на отдельные газодинамически изолированные блоки. Проведенные численные эксперименты показали, что в этом случае при проектном

размещении морских платформ наиболее вероятная динамика добычи оказывается существенно хуже ожидаемой. Однако после некоторого смещения положения платформ и изменения темпа ввода скважин на них (при этом общий график ввода скважин и платформ на объект, принятый в базовом варианте не изменился) динамика отбора газа существенно улучшается и становится близкой к проектной.

Глава 4. посвящена повышению эффективности разработки морских месторождений на основе мероприятий, снижающих риск негативных последствий некоторых технико-технологических решений.

Одним из основных параметров, оказывающих решающее влияние на технико-экономическую эффективность освоения месторождений УВ, является величина дебита. Значение этого параметра еще более увеличивается для морских месторождений из-за больших опережающих затрат в строительство объектов производственной инфраструктуры. Кроме того, для морских месторождений при недостижении ожидаемого дебита увеличение фонда скважин сверх предусмотренного первоначальным проектом трудно реализовать практически. Поэтому для обоснования необходимого фонда резервных скважин при выборе проектного варианта разработки необходимо знать функцию распределения реализованного дебита q_p . Коэффициент резерва $K_{гсв}$ за счет степени достоверности исходной геолого-промысловой информации можно определить как $K_{гсв} = q_p(P < P_0) / q_{пр}$, где P - вероятность получения дебита q_p по исходной геологической информации, P_0 - заданный уровень надежности, а $q_{пр}$ - **дебит**, предусмотренный проектом. Были проведены расчеты по определению функции распределения величины $K_{гсв}$ для возможных распределений величин фильтрационных сопротивлений и начальных запасов для базового варианта разработки залежей пластов Штокмановского газоконденсатного месторождения.

Известно, что высокоэффективным мероприятием по достижению высоких дебитов является бурение скважин со стволом большой протяженности в пределах продуктивного горизонта. При известной функциональной связи между длиной горизонтального ствола и величиной коэффициентов фильтрационного сопротивления можно перейти от распределения скважин по величине начального дебита, обусловленного распределением коэффициентов a и b , к распределению скважин по длине горизонтального ствола, при условии получения проектного дебита в каждой скважине. Данная схема расчета была применена для поиска функции распределения проектных скважин по требуемым для получения ожидаемого дебита длинам горизонтального ствола в базовом варианте разработки Штокмановского месторождения.

Длина горизонтального ствола 400 м соответствует «средней» скважине, и для ее значений фильтрационных коэффициентов обеспечивает проектный дебит газа по рассматриваемой залежи.

Однако очевидно, что при строительстве всего фонда добывающих скважин с названной длиной для «средней» скважины часть скважин должна эксплуатироваться с более высокими, чем среднее значение, дебитами. Это обстоятельство может привести к негативным последствиям (большие потери давления в НКТ, разрушение призабойной зоны пласта, низкие устьевые давления, и пр.). Для предотвращения этого и повышения надежности проектного дебита скважин целесообразно, увеличить длину горизонтального ствола до ~600 м. При этом можно утверждать, что 90% проектного фонда скважин достигнут проектного дебита без превышения принятого предельного значения депрессии.

Выводы

- выполнено построение общей схемы рискообразующих факторов, определяющих вероятность достижения некоторой величины критерия экономической эффективности при проектировании разработки месторождений нефти и газа;
- определен комплекс геолого-технологических параметров, функции распределения которых позволяют оценивать вероятность достижения различных значений интегральных технологических показателей добычи нефти и газа, т.е. оценивать технологический риск при проектировании разработки месторождений нефти и газа;
- на основе объединения детерминированного (использующего современные компьютерные сеточные трехмерные модели) и вероятностно-статистического методов расчетов технологических показателей разработки нефтяных и газовых залежей обоснована методика оценки технологических рисков с использованием метода имитационного моделирования (Монте-Карло);
- создана и апробирована компьютерная программа для расчетов методом Монте-Карло технологических показателей разработки нефтяного месторождения с целью оценки технологических рисков при проектировании;
- на основе вероятностно-статистических методов обоснованы новые подходы, позволяющие уменьшить технологический риск при проектировании разработки отдельных нефтяных и газовых месторождений;
- создан и апробирован способ вероятностной оценки влияния уровней добычи УВ на критерий экономической эффективности при проведении анализа его чувствительности к изменению различных факторов;

Публикации

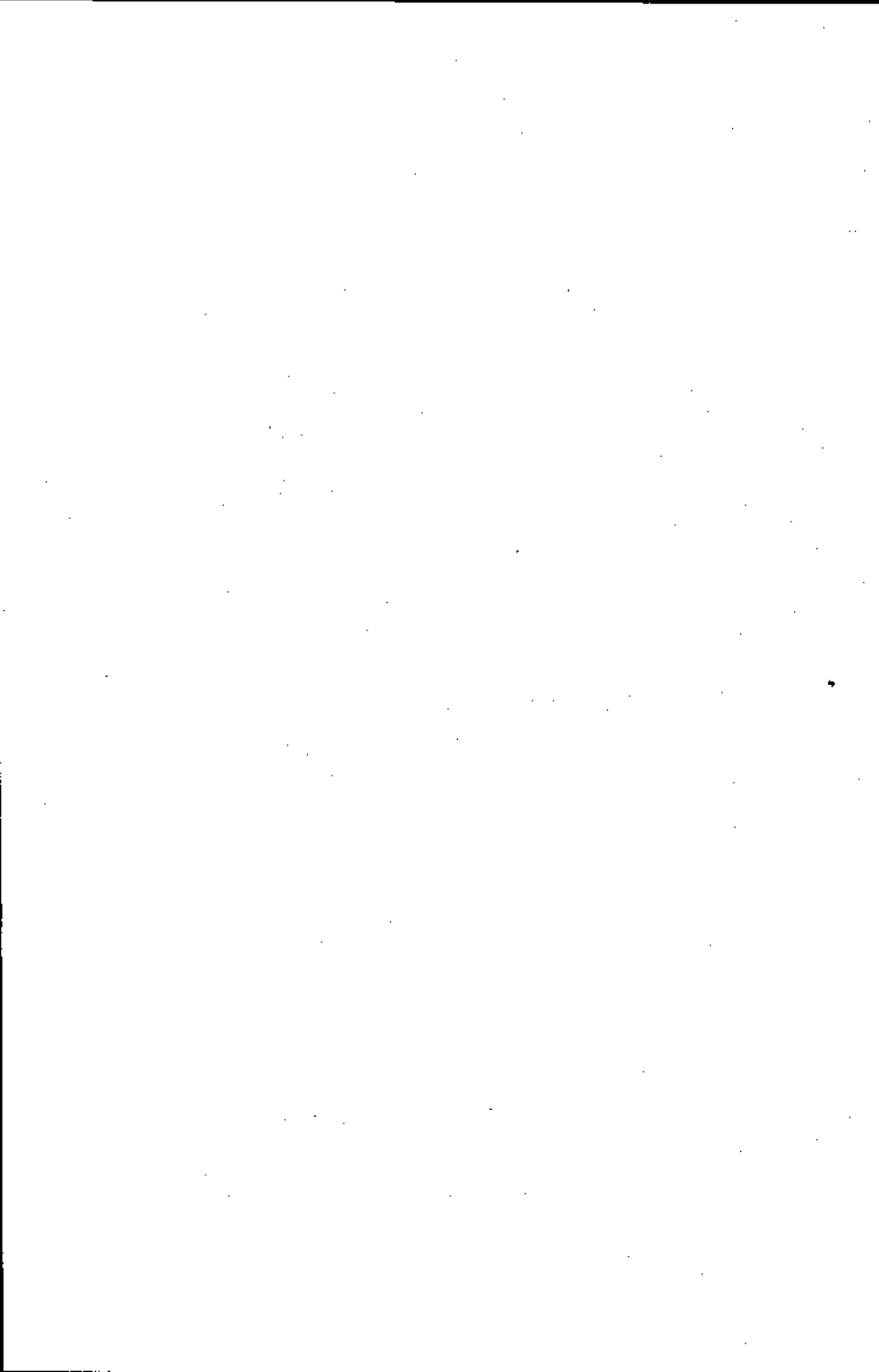
1. Ampilov I.P., Chernov Yu.Ya., Semenov A.M. An estimate of geological and technological risks at the development of gas condensate fields for Shtokmanovskoe field as example // Exploration and production Operations in difficult and sensitive areas., Extended abstracts, 06-8, VNIGRI AAPG, SPb, 2001, Pp. 187.
2. В.С. Комаров, Ю.Я. Чернов, Н.В. Глухова, А.М. Семенов К проблеме проектирования разработки крупного морского газоконденсатного месторождения // Основные проблемы и задачи дальнейших работ по поиску, разведке и разработке морских месторождений нефти и газа. М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2002. С.60-66.
3. Семенов А.М. Применение метода Монте-Карло для оценки геолого-технологических рисков при проектировании разработки газовых месторождений // Основные проблемы и задачи дальнейших работ по поиску, разведке и разработке морских месторождений нефти и газа. М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2002. С.67-74.
4. Семенов А.М. Способ повышения надежности расчетных дебитов газа при проектировании разработки морских месторождений // Основные проблемы и задачи дальнейших работ по поиску, разведке и разработке морских месторождений нефти и газа. М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2002. С.84-87.
5. Семенов А.М. Об обосновании величины резервного фонда скважин // Основные проблемы и задачи дальнейших работ по поиску, разведке и разработке морских месторождений нефти и газа. М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2002. С.92-95.
6. В.С. Вовк, Е.В. Захаров, Ю.Я. Чернов, А.М. Семенов, Р.Г. Алхимов Приразломное нефтяное месторождение - пионерный объект разработки на арктическом шельфе // Состояние и перспективы освоения морских нефтегазовых месторождений. М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2003. С.91-100.

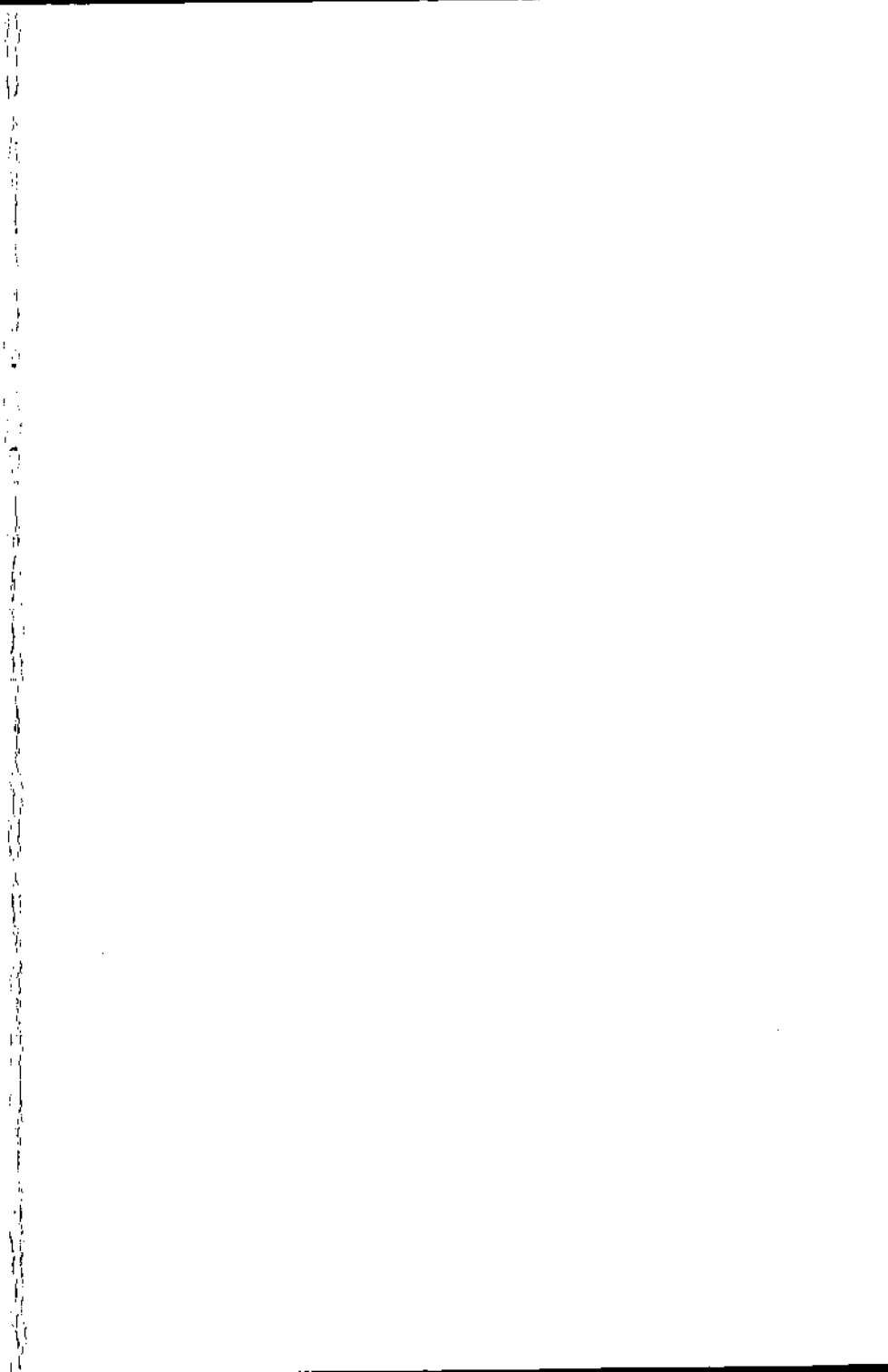
7. Семенов А. М. К проблеме обоснования рациональных технико-технологических решений при освоении газовых месторождений в акватории Обской и Тазовской губ // Состояние и перспективы освоения морских нефтегазовых месторождений. М: ООО «ВНИИГАЗ», 2003. С.75-80.

Заказ № 52
Тираж – 120

Лицензия № 020878 от 20 мая 1999 г.
Подписано к печати
Объем – 1 уч. – изд. л. Ф-т: 60x84/16

Отпечатано в ООО «ВНИИГАЗ» по адресу : 142717,
Московская обл., Ленинский район, пос. Развилка





№22352

РНБ Русский фонд

2005-4

21411