

**РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
НЕФТИ И ГАЗА им. И.М.ГУБКИНА**

*на правах рукописи*  
**УДК 622.279.1/4 (98)**

**ЧЕБАНЕНКО АНДРЕЙ СЕРГЕЕВИЧ**

**РАЦИОНАЛЬНЫЕ МЕТОДЫ ОРГАНИЗАЦИИ ОПЕРЕЖАЮЩЕЙ  
ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ В УСЛОВИЯХ АРКТИЧЕСКОГО  
ШЕЛЬФА (НА ПРИМЕРЕ ШТОКМАНОВСКОГО  
ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)**

**Специальность 25.00.18 – Технология освоения морских месторождений  
полезных ископаемых (технические науки)**

**АВТОРЕФЕРАТ  
диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук**

**Москва – 2005**

Диссертация выполнена в Российском Государственном Университете нефти и газа имени И.М.Губкина.

**Научный руководитель:**

Доктор технических наук, профессор

Д.А. Мирзоев

**Официальные оппоненты:**

Доктор технических наук, профессор

Ч.С. Гусейнов

Кандидат технических наук

В.С. Вовк

**Ведущая организация:** ЗАО «Морнефтегазпроект».

Защита состоится «29.06» 2005 г. в 14<sup>00</sup> часов,  
в ауд. 1301 на заседании диссертационного Совета Д.212.200.11 по защите диссертаций на соискание ученой степени кандидата технических наук при Российском Государственном Университете нефти и газа имени И.М.Губкина по адресу: Москва, В-296 ГСП-1, 119991, Ленинский проспект, 65.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина.

Автореферат разослан «26» мая 2005 г.

Ученый секретарь

диссертационного совета,

д.т.н., доцент



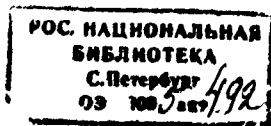
И.Е. Литвин

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность темы.** Внутреннее потребление газа как за рубежом, так и в Российской Федерации неуклонно растет. Так, за последние четыре года оно увеличилось на 18%, в то время как добыча газа возросла только на 9%. Эти изменения на фоне падающей добычи большинства основных месторождений Западной Сибири приводят к необходимости ускоренного развития добычи газа. Вместе с тем, основная часть запасов месторождений суши представляет собой месторождения с трудноизвлекаемыми запасами. Кроме того, становится маловероятным открытие и введение в эксплуатацию новых крупных месторождений газа на суше, которые позволят быстро нарастить добычу газа. В этой связи освоение нефтегазовых ресурсов континентального шельфа в России, так же и как во всем мире, представляется безальтернативным вариантом компенсации падения добычи газа и нефти на суше. В связи с этим исключительную важность и актуальность приобретают задачи вовлечения в топливно-энергетический баланс России открытых и потенциальных запасов углеводородов континентального шельфа, основная масса которых (~85%) локализована на шельфе российских арктических морей.

Однако большинство запасов углеводородов шельфа России сосредоточено в районах, отличающихся неблагоприятными метеорологическими условиями. Успешное освоение углеводородных ресурсов таких акваторий требует создания новых технологий, технических средств и сооружений, что существенно влияет на состав объектов обустройства морского месторождения, транспорт и схему подготовки продукции скважин.

Успешное освоение углеводородных ресурсов таких акваторий требует как использования принципиально новых технологий, технических средств и оборудования, отвечающих природно-климатическим, геолого-технологическим условиям новых морских регионов, так и новых направлений использования уже



существующих технических средств с учетом выбора рациональных схем обустройства морских месторождений.

**Целью диссертационной работы** является научное обоснование возможности организации опережающей добычи углеводородов с морских месторождений (на примере Штокмановского газоконденсатного месторождения) без применения эксплуатационных платформ с учетом обеспечения приемлемых уровней добычи углеводородов.

**Поставленная цель достигается решением** следующих задач:

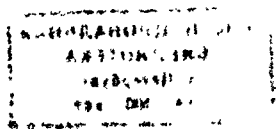
1. Исследование параметров транспортировки добываемой продукции по подводному трубопроводу без ее предварительной промысловой подготовки;
2. Определение рациональных эксплуатационных режимов скважин с подводным заканчиванием при освоении морского месторождения;
3. Разработка методики по определению возможности совместной добычи и транспортировки добываемой продукции с использованием подводных добычных комплексов.

#### **Научная новизна работы**

Обоснована возможность организации опережающей добычи углеводородов без применения эксплуатационных платформ при освоении морских месторождений арктического шельфа Российской Федерации. Разработаны методические основы определения рациональных показателей опережающей добычи углеводородов с морских месторождений без применения эксплуатационных платформ.

#### **Практическая ценность результатов работы**

Разработанная в диссертации методика по определению возможности опережающей эксплуатации морских месторождений без применения эксплуатационных платформ позволяет определить возможность реализации проекта опережающей добычи углеводородов континентального шельфа и ускорить вовлечение открытых запасов в топливно-энергетический баланс России.



### **Апробация работы.**

Основные результаты диссертации докладывались на 5-й научно-технической конференции «Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России» в январе 2003 года, научной конференции аспирантов, молодых преподавателей и сотрудников вузов и научных организаций «Молодежная наука – нефтегазовому комплексу» в марте 2004 года. Автором опубликовано 4 статьи по теме диссертации в различных научно-технических журналах.

### **Публикации.**

По теме диссертации опубликовано 6 статей, из них 2 - в материалах научных конференций.

### **Объем и структура работы.**

Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения с выводами и рекомендациями, списка использованной литературы из 94 наименований. Работа содержит 100 страниц машинописного текста, 23 рисунка и 6 таблиц.

## **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ.**

Во введении приводится общая характеристика диссертационной работы, обоснована актуальность темы, сформулированы цель и основные задачи исследования. Охарактеризована научная новизна и основные защищаемые положения.

Первая глава посвящена рассмотрению состояния изученности технологических схем и технических средств для освоения морских глубоководных месторождений углеводородов. Описаны основные особенности Российского шельфа, приведена краткая характеристика Штокмановского газоконденсатного месторождения, описаны существующие варианты освоения ШГКМ.

Вопросам, связанным с выбором технологических схем и технических средств для освоения месторождений шельфа посвящено множество книг и работ.

Большой вклад внесли П.П. Бородавкин, В.С. Вовк, Ч.С. Гусейнов, С.Н. Закиров, Б.А. Никитин, Д.А. Мирзоев, В.Л. Ровнин и др.

В данной работе показано, что в настоящее время технические средства, применяемые при освоении морских месторождений углеводородов, особенно платформы, являются чрезвычайно материал-, энерго- и капиталоемкими. Так, например, строительство многофункциональной платформы на натяжных опорах (tension leg platform, или TLP) для Штокмановского газоконденсатного месторождения оценивается примерно в 1400-1500 млн. долларов США, технологической платформы – в 900-1200 млн. долларов США. Кроме того, сроки строительства таких платформ могут достигать нескольких лет. При освоении месторождения капитальные затраты на подводные комплексы составляют 3-10 %, в зависимости от числа скважин; на морские трубопроводы – 25-40%, в зависимости от количества ниток магистрального трубопровода и их протяженности; на платформы – 30-45%, в зависимости от их типа.

Кроме того, способу освоения месторождений с бурением эксплуатационных скважин с платформ присущи существенные недостатки:

1. Неизбежное при этом способе концентрированное расположение добывающих скважин вокруг стационарного основания обусловит локальное понижение пластового давления. Это обстоятельство, в свою очередь, обусловит ускоренное снижение устьевого давления или снижение дебитов газа и высокую вероятность ускоренного продвижения воды к забоям добывающих скважин, что для месторождений с небольшими газонасыщенными толщинами пластов и массивным типом залежей крайне осложняет их эксплуатацию, поскольку возможности регулирования процесса разработки при такой схеме расположения скважин будут крайне ограничены.

2. Ограниченная площадь разбуривания газовых залежей неизбежно обусловит во многих случаях невысокий охват залежей дренированием и, как следствие, низкий коэффициент газоотдачи. Эта проблема может быть решена

бурением скважин с большим отходом от устья (платформ), однако это обусловит увеличение объемов и стоимости буровых работ, а также увеличение потерь энергии при движении газа в подъемном лифте большой длины.

Альтернативным способом разработки месторождений с использованием морских эксплуатационных платформ является способ, ориентированный на подводное заканчивание скважин. В этом случае скважины могут быть пробурены с плавучих буровых установок без сооружения стационарных оснований. Добываемая из скважин с подводным заканчиванием продукция по трубопроводам может быть передана на эксплуатационную платформу для подготовки к транспорту.

Дальнейшим развитием данного способа может служить вариант подводной эксплуатации месторождения без применения эксплуатационных платформ, при котором добываемая продукция после предварительной подготовки или без таковой направляется непосредственно в подводный трубопровод и транспортируется до берегового терминала (установки подготовки продукции) без компримирования, то есть под собственным давлением. С развитием технологий, позволяющих рассматривать подводную добычу и транспортировку продукции как возможный вариант, проект такого освоения был разработан в 2003 году для морского газоконденсатного месторождения Otmen Lange, Норвегия. Однако в настоящее время не существует ни одного реализованного проекта бесплатформенного освоения морского месторождения. В отечественной практике опыт разработки аналогичного проекта также отсутствует, хотя в 1994-1995 г.г. ОАО «ЦКБ «Лазурит» и ОАО «ВНИПИМОРНЕФТЕГАЗ» были предложены технические решения по подводной подготовке и транспортировке газа.

В связи с этим необходимо рассмотреть применимость такого рода способов освоения морских месторождений для Российского шельфа, поскольку эксплуатация месторождения без применения эксплуатационных платформ может привести к ускоренному вводу месторождения в разработку за счет того, что отпадет необходимость дожидаться окончания строительства морской

эксплуатационной платформы и установки ее на месторождении. Кроме того, привлечение значительных инвестиций до начала добычи продукции, то есть начала хотя бы частичного возврата вложенных средств, обычно затруднено. В этом ракурсе уменьшение начальных вложений на величину стоимости платформы играет значительную роль.

Таким образом, реализация проекта освоения морского месторождения без применения эксплуатационных платформ позволит начать добычу углеводородов с месторождения раньше, чем это запланировано в проекте освоения с применением платформ. В этом смысле будем говорить о реализации проекта опережающей добычи с морского месторождения.

К настоящему времени на арктическом шельфе России выявлено более 60 структур, перспективных на нефть и газ. Наиболее активно поисково-разведочные работы ведутся в районах Мурманского выступа, Баренцева и Карского морей, южного побережье Карского моря, включая акватории Обской и Тазовской губ. Баренцево море - одно из самых больших и теплых морей Северного Ледовитого океана. Штокмановское газоконденсатное месторождение расположено в центральной части Баренцева моря, и по величине запасов газа относится к категории уникальных (3,2 трлн. м<sup>3</sup> газа, ГКЗ РФ в 1995 г.). На долю двух залежей (горизонтов Ю<sub>0</sub> и Ю<sub>1</sub>) приходится более 90 % общих запасов, что определяет их как базовые объекты разработки месторождения. Содержание конденсата в газе небольшое и составляет в среднем по месторождению 9,7 г/м<sup>3</sup>.

Проектный уровень добычи газа со Штокмановского ГКМ составляет 67,5 млрд. м<sup>3</sup> газа в год и определяется не только геолого-эксплуатационными характеристиками месторождения, но и пропускной способностью подводного газопровода. Оптимальной величиной давления на приеме береговой КС является 6,0 МПа. В связи с отсутствием промежуточных компрессорных станций и большой протяженностью подводного газопровода необходимо в этом случае поддерживать высокое давление в его головной части (18-19 МПа).



В связи с этим определены следующие направления исследования:

- исследование параметров транспортировки добываемой продукции по подводному трубопроводу без ее предварительной подготовки;
- определение рациональных параметров эксплуатационных скважин с подводным заканчиванием при освоении морского месторождения;
- разработка методики по определению возможности совместной добычи и транспортировки добываемой продукции с использованием подводных добычных комплексов.

**Вторая глава** посвящена научным основам рационального освоения морских месторождений. Приведены общие сведения по концепции освоения морских месторождений углеводородов, теоретические основы газогидродинамических расчетов добычи газа из пласта, расчетов параметров подводных трубопроводов, даны основы методов оптимизации проектов.

Задача рационального освоения месторождения является комплексной, то есть при проектировании разработки система «пласт – скважина – сеть сбора – потребитель» рассматривается как единое целое.

В настоящее время технология трубопроводного транспорта сырого природного газа на большие расстояния находит всё большее распространение в практике эксплуатации морских месторождений углеводородного сырья. Из протяжённых морских газопроводов можно отметить газопровод месторождений Caister и Murdoch в Северном море длиной 174 км и диаметром 26" (660,4 мм), по которому в течение 3 лет (с 1993 г. по 1996 г.) под пластовым давлением на береговые сооружения подавался сырой газ. С месторождения Bassein в Индии с 1986 г. на береговые сооружения транспортировалась по морскому газопроводу протяжённостью 213 км и диаметром 36" (914,4 мм) газоконденсатная смесь, которая на эксплуатационной платформе проходила предварительную осушку. Из последних примеров морского использования технологии трубопроводного транспорта сырого газа на береговые сооружения подготовки и переработки газа и

конденсата можно отметить проектные решения по разработке месторождения SnØhvit (Белоснежка) на норвежском шельфе Баренцева моря. Продукцию скважин (газ, жидкие углеводороды, пластовая и конденсационная вода) вместе с водным раствором МЭГ<sup>а</sup>, предназначенным для исключения гидратообразования в газопроводе, предполагается транспортировать под пластовым давлением по одному трубопроводу протяженностью 160 км и диаметром 26,8" (680 мм).

Отличием газопровода сырого газа Штокмановского месторождения от других известных газопроводов служит его рекордная протяжённость для трубопроводного транспорта газожидкостных систем, составляющая 564,5 км. С позиции проведения термогазогидравлических расчетов это обстоятельство предъявляет повышенные требования к точности и достоверности применяемых расчетных методик. Вследствие значительной протяженности газопровода нельзя проводить его очистку с помощью прогонки очистного устройства (поршня) на регулярной основе. Это накладывает технологические ограничения на режимы эксплуатации рассматриваемого газопровода сырого газа, которые должны обеспечивать гидравлическую эффективность транспорта сырого газа.

Результаты термогазогидравлических расчетов режимов работы протяженных газопроводов высокого давления существенно зависят от выбора основных расчетных соотношений и параметров, в частности, уравнения состояния газожидкостной смеси, эквивалентной шероховатости труб газопровода, расчетного соотношения для определения коэффициента гидравлического сопротивления и т.д.

В общем случае определение параметров подводного трубопровода состоит из двух задач: расчет трубопровода на прочность/устойчивость и расчет параметров течения газожидкостной смеси.

Расчет подводного газопровода, в частности, включает в себя:

- Определение толщины стенки трубы при действии внутреннего давления.

Толщина стенок морских трубопроводов определяется из условия достижения кольцевыми напряжениями некоторого уровня (как доли от предела текучести материала трубопровода) при действии внутреннего и наружного давлений. В различных методиках определения минимальной толщины стенки трубопровода применяются различные значения расчетных коэффициентов. Так, в стандарте ASME для определения толщины стенки принята формула:

$$t_n = \frac{(p_i - p_e) D}{2FT\sigma_y},$$

где  $t_n$  - номинальная толщина стенки;  $p_i$  - расчетное внутреннее давление;  $p_e$  - наружное гидростатическое давление;  $D$  - наружный диаметр трубы;  $F$  - расчетный коэффициент, принимаемый равным 0,72 для класса безопасности «нормальный» и 0,50 для класса безопасности «высокий»;  $T$  - температурный коэффициент, принимаемый равным 1,0 для продуктов перекачки с температурой ниже 120 С;  $\sigma_y$  - нормативный предел текучести материала труб.

В стандарте ISO номинальная толщина стенки трубопровода определяется как:

$$t_n = t_{min} + t_{fab} + t_{cor}$$

$$t_{min} = \frac{(p_i - p_e) D}{2F\sigma_y + (p_i - p_e)},$$

где  $t_{fab}$  - заводской допуск на толщину стенки;  $t_{cor}$  - возможный припуск на коррозию.

- Определение толщины стенки при действии наружного давления и изгиба из условия местной потери устойчивости.
- Расчет трубопровода на ударные нагрузки.

Таким образом, в настоящее время существуют определенные стандарты и нормы, позволяющие определить прочностные параметры подводного трубопровода.

Перепад давления в трубопроводе при течении сухого газа при заданном массовом расходе может быть выражен как

$$P_n - P_k = \frac{M^2 zRT}{F^2} \left( \lambda \frac{L}{D} + 2 \frac{P_n}{P_k} \right),$$

где  $M$  - массовый расход газа;  $F$  - площадь вертикального сечения трубопровода;  $P_n$  и  $P_k$  - соответственно давления в начале и конце участка трубопровода длиной  $L$ ;  $R$  - газовая постоянная;  $\lambda$  - коэффициент гидравлического сопротивления;  $D$  - внутренний диаметр трубопровода.

При необходимости можно перевести массовый расход  $M$  в объемный  $Q$ .

Коэффициент гидравлического сопротивления  $\lambda$  является наиболее неоднозначно определяемым параметром в приведенных формулах. Существует достаточно большое количество эмпирических формул для определения данного коэффициента в зависимости от режима течения, и выбор какой-либо из них в ряде случаев достаточно затруднен. Так, в ООО «ВНИИГАЗ» широкое распространение получила формула

$$\lambda = 0.067 \left( \frac{158}{Re} + \frac{2k}{D} \right)^{0.2},$$

где  $k$  - эквивалентная шероховатость внутренней поверхности трубопровода,  $Re = \frac{\omega D \rho}{\mu}$  - число Рейнольдса,  $\mu$  - вязкость газа.

Однако расчеты по приведенным формулам можно считать удовлетворительно точными только для течения сухих газов при небольших давлениях и длинах трубопровода. При расчете течения реальных газов, а тем более в газопроводах большой протяженности, пренебрежение изменениями температуры,

коэффициента сжимаемости и других параметров состояния газов не оправдано. Кроме этого, при расчете газожидкостной смеси необходимо учитывать влияние жидкости, фазовых переходов и т.д. Все это чрезвычайно затрудняет расчет течения без помощи современной вычислительной техники.

Поэтому для определения параметров эксплуатации газопроводов, транспортирующих газожидкостные смеси, в мировой практике используется ряд программ, различающихся как рассчитываемыми режимами течения смеси, подходами к определению искомых параметров, так и точностью вычислений. Из известных можно перечислить *PipePhase* и *Inplant* компании *SimSci*, *PlantFlow* компании *Bentley*, программу *FluidFlow*, а также пакет *HYSIS*, с недавнего времени включающий в себя продукт *Pipesys* фирмы *Neotec*, семейство программ *Olga/S2000* и интегрированный расчет *Pipesim/Pipesim-Net* от *Schlumberger*. Последний дает возможность построения комплексных моделей «скважина - комплекс подготовки - трубопровод» и их оптимизации. Следует подчеркнуть, что стоимость этих программных комплексов существенно различается и может достигать нескольких сот тысяч долларов США.

Для определения оптимального диаметра подводного трубопровода для Штокмановского газоконденсатного месторождения были проведены специальные гидравлические и тепловые расчеты режимов эксплуатации морских магистральных газопроводов с помощью программного продукта *PipePhase* от *SimSci*.

Необходимо отметить, что определение режимов работы горизонтальной скважины также представляет собой достаточно большие трудности. Совместное решение уравнений, описывающих приток газожидкостной смеси к скважине и потока в самой скважине, аналитическим путем не достижимо. Для получения приближенных простых расчетных методов различными авторами, изучающими вопросы фильтрации жидкости и газа к горизонтальному стволу, принимались разные по геометрической форме зоны фильтрации схемы.

При принятии параболического характера линий тока приток газа к горизонтальной газовой скважине определяется по формуле:

$$P_{ам}^2 - P_1^2 = P_1 \frac{a}{2L} \left[ 2 \left( 1 + \frac{R_c}{vh} \ln \frac{R_c}{R_c + vh} \right) + \frac{R_c - vh}{R_c + vh} \right] Q + \frac{b}{8L^2} \left[ \frac{2}{vh} \left( \ln \frac{R_c + vh}{R_c} - \frac{vh}{R_c + vh} \right) + \frac{R_c - vh}{R_c + vh} \right] Q^2,$$

$$a = \frac{z\mu P_{ст} T_{ам}}{K_v T_{ст}}, \quad b = \frac{\rho_{ст} P_{ст} T_{ам} z}{\Gamma_{ст}}$$

$$h = \frac{H}{2} - R_c, \quad v = \sqrt{\frac{K_h}{K_v}},$$

где  $P_{ам}$ ,  $T_{ам}$  – пластовые давление и температура,  $P_1$  – забойное давление,  $P_{ам}$ ,  $T_{ам}$ ,  $\rho_{ам}$  – стандартные давления, температура и плотность газа,  $l$  – коэффициент макрошероховатости пласта,  $\mu$  – вязкость газа,  $z$  – коэффициент сверхсжимаемости газа,  $K_v$ ,  $K_h$  – соответственно вертикальная и горизонтальная проницаемость пласта,  $Q$  – дебит скважины,  $R_c$  – радиус контура питания скважины,  $H$  – толщина (мощность) пласта.

Уравнение движения газа по стволу горизонтальной скважины при условии малости гравитационных сил при принятых обозначениях имеет вид

$$\frac{dQ}{dl} = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B(P_1^2 - P^2)}}{2B}$$

$$A = \frac{a}{2L} \left[ 2 \left( 1 + \frac{R_c}{vh} \ln \frac{R_c}{R_c + vh} \right) + \frac{R_c - vh}{R_c + vh} \right], \quad B = \frac{b}{8L^2} \left[ \frac{2}{vh} \left( \ln \frac{R_c + vh}{R_c} - \frac{vh}{R_c + vh} \right) + \frac{R_c - vh}{R_c + vh} \right],$$

где  $D$  – диаметр скважины,  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления в стволе скважины.

Тогда совместное решение уравнения притока газа при нелинейном законе фильтрации к горизонтальному стволу и движения газа в нем будет означать решение системы уравнений

$$\begin{cases} \frac{dQ}{dl} = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B(P_0^2 - P^2)}}{2B}, \\ \frac{dP}{dl} = \frac{\alpha Q P}{2\alpha a^2 - P^2} \left( \lambda \frac{Q}{D} + 2 \frac{dQ}{dl} \right). \end{cases}$$

Эта система обыкновенных дифференциальных уравнений, описывающая приток газа к единичной скважине и движение газа по стволу скважины, является нелинейной и не имеет аналитического решения, поэтому для ее численного решения необходима программа, основанная на численных методах нахождения решения (например, на методе Рунге-Кутты).

Эти формулы являются теоретической основой аналитических методов определения производительности горизонтальных газовых и газоконденсатных скважин. При решении аналогичных систем уравнений различными авторами используются различные характеры изменения параметров, входящих в эту систему, от давления, температуры, насыщенности и т.д. Так, например, характер изменения вязкости газа от давления принимается в виде линейной или степенной зависимости снижения коэффициента вязкости в процессе истощения залежи. Так же — по-разному — принимается порог подвижности фаз, коэффициент гидравлического сопротивления труб при движении поступившего в горизонтальный ствол газа по его длине.

Поэтому имеющиеся к настоящему времени различные программы для гидродинамического моделирования разработки месторождения (например, ТРИАС компании Венсис, пакет ECLIPSE от Schlumberger Information Solutions, Tempest компании Roxar, VIP компании Landmark и др.) дают неидентичные результаты. Для расчета параметров разработки Штокмановского газоконденсатного месторождения использовалась программа VIP компании Landmark. Данный программный комплекс позволяет оперировать большими объемами данных, что делает возможным составить гидродинамическую модель месторождения.

Таким образом, создание проекта рационального освоения морских месторождений зависит от:

1. Наличия достоверных данных (параметры пласта, добываемой продукции, гидрометеорологических условий и т.д.)

2. Выбора характера зависимостей связанных параметров пласта (например, плотности, взаиморастворимости и вязкости фаз от давления, фазовых проницаемостей газа, конденсата и воды от насыщения пор этими фазами)

3. Выбора программного комплекса для расчета необходимых параметров добычи и транспорта продукции.

4. Выбора технологической схемы и технических средств для освоения месторождения.

**Третья глава** посвящена определению конкретных параметров добычи газа со Штокмановского газоконденсатного месторождения и параметров подводной транспортировки добываемой газожидкостной смеси без ее подводной промысловой подготовки.

Описанными в предыдущей главе методами автором были рассчитаны различные варианты освоения Штокмановского газоконденсатного месторождения. В качестве исходных вариантов для определения параметров добычи газа Штокмановского газоконденсатного месторождения были приняты варианты с использованием скважин с подводным заканчиванием. При этом величины годовых отборов были приняты на уровне 7,5, 15, 22,5 млрд.м<sup>3</sup>/год, так как именно эти объемы были рассмотрены в существующих вариантах разработки месторождения. В качестве дополнительных вариантов были просчитаны годовые отборы на уровне 10 и 12,5 млрд.м<sup>3</sup>/год.

Как показывает гидравлическое моделирование с помощью программного комплекса *PipePhase*, загрузка газопровода должна составлять не менее 40-50 % от его максимальной производительности. При меньшей загрузке режимы эксплуатации газопровода в силу природы гидравлики газожидкостных потоков в протяжённых рельефных трубопроводах отличаются существенной



нестабильностью и характеризуются значительными изменениями (пульсациями) расходных и термобарических параметров потоков флюида.

В качестве основных параметров газопровода для подводной транспортировки добываемой продукции были взяты диаметр и толщина стенки газопровода. Исходя из возможных диаметров промышленно выпускаемых труб, а также прочностных свойств газопровода, были определены искомые параметры.

**Сводная таблица параметров подводного газопровода для вариантов годовой добычи газа 7,5, 10, 12,5 и 15 млрд. м<sup>3</sup>/год.**

Параметр	Объем газа			
	7,5 млрд.м <sup>3</sup> /год	10 млрд.м <sup>3</sup> /год	12,5 млрд.м <sup>3</sup> /год	15 млрд.м <sup>3</sup> /год
Диаметр трубопровода, дюймы	30	34	36	40
Диаметр грубопровода, мм	762,0	863,6	914,4	1016,0
Толщина стенок, мм	19,05	22,22	23,83	25,40
Начальное давление, ати	137	133,1	141,5	130,3

Для транспортировки годового объема газа в размере 22,5 млрд. м<sup>3</sup> необходимо проложить трубопровод диаметром 42". В составе основных объектов обустройства Штокмановского месторождения необходимо предусмотреть два магистральных метаноопровода.

Задача определения параметров добычи газа может быть разбита на несколько этапов:

**Задача 1** - определить возможные начальные устьевые давления скважин.

**Задача 2** - определить количество скважин, которым могут быть достигнуты указанные годовые объемы отбора газа, с учетом реальной производительности средней скважины, установленной при бурении и испытании разведочных скважин.

**Задача 3** - определить скорость падения пластового и устьевого давления при различных вариантах.

С точки зрения максимального устьевого давления скважины, пробуренные в горизонте Ю<sub>1</sub>, представляются наиболее перспективными. Начальное устьевое давление в них может составлять от 142 до 183 атм, в то время как в горизонте Ю<sub>0</sub> –

от 100 до 163 атм. Дебит скважин может колебаться в пределах для 1300-4300 тыс. м<sup>3</sup> в сутки для горизонта Ю<sub>0</sub> и 730-3550 тыс. м<sup>3</sup> в сутки для горизонта Ю<sub>1</sub>. На основании этих данных было определено необходимое количество эксплуатационных скважин для каждого значения дебита из определенных выше диапазонов.

Для определения изменения устьевого давления во времени в качестве эталонного варианта был взят вариант с 12-ю скважинами, так как именно такое количество скважин предусмотрено в варианте «Гипроспецгаза» для варианта с годовым отбором в размере 7.5 млрд. м<sup>3</sup>/год. По данным изменения пластового давления при указанном годовом отборе определялась зависимость падения пластового давления от темпов отбора газа для каждого горизонта. Далее данные зависимости рассчитывались для других значений годового отбора.

Решение задачи определения параметров добычи газа позволило сделать следующие дополнительные выводы:

1. Необходимо учитывать фактор снижения пластового давления в процессе разработки месторождений. Повышение дебита скважин приводит к более быстрому падению пластового, а следовательно, и устьевого давления. Скорость падения устьевого давления зависит от величины годового отбора газа и составляет для Штокмановского ГКМ примерно от 1 до 2 атм. в год для различных вариантов.
2. Количество скважин может варьироваться от 5 до 33 для горизонта Ю<sub>0</sub> и от 6 до 57 для горизонта Ю<sub>1</sub> в зависимости от величины дебита и, соответственно, годового отбора газа для каждого горизонта. Очевидно, что крайние значения указанных диапазонов не представляют практического интереса, так малое количество скважин не обеспечивает равномерного дренирования горизонта, а большое количество скважин приводит к значительному увеличению стоимости и сроков строительства скважин.

В четвертой главе обосновывается возможность совместной добычи и транспортировки добываемой продукции, выбор рационального варианта освоения и расчет необходимого минимального периода эксплуатации, обеспечивающего безубыточность проекта.

Исходными данными являются полученные ранее в работе решения, т.е. необходимо совместить результаты, полученные при решении задач по добыче, с результатами задачи по транспортировке добываемой продукции. Очевидно, что возможно несколько вариантов такого совмещения, каждый из которых формирует вариант освоения месторождения, из которых необходимо выбрать рациональный. Так как на решение задачи влияет несколько параметров, то, строго говоря, рациональных вариантов может быть несколько. Для выбора рационального варианта необходимо определить критерии рациональности. Такими критериями могут быть: максимум продолжительности периода «бесплатформенной» эксплуатации, максимум объемов накопленной добычи газа, максимум чистого дисконтированного дохода за период бесплатформенной эксплуатации и т.д. Так, наилучший с точки зрения экономической эффективности вариант может быть не лучшим с точки зрения накопленной добычи газа за весь период эксплуатации месторождения или с точки зрения продолжительности эксплуатации месторождения с постоянным годовым отбором газа. С учетом этих соображений представляется возможным решение указанной задачи путем расчета параметров каждого варианта и их сравнения по какому-либо критерию.

Возможна реализация различных вариантов. Для их описания используем следующие обозначения:

A1, A2, A3, A4 - добыча ведется из горизонта Ю<sub>в</sub> в объемах 7,5, 10, 12,5 и 15 млрд. м<sup>3</sup>/год соответственно.

B1, B2, B3, B4 - добыча ведется из горизонта Ю<sub>г</sub> в объемах 7,5, 10, 12,5 и 15 млрд. м<sup>3</sup>/год соответственно.

Эти варианты назовем основными. В каждом из основных вариантов определим 13 подвариантов, различающихся только количеством эксплуатационных скважин (от 8 до 20). Таким образом, имеем 104 подварианта.

Задача выбора рационального варианта может быть сведена к следующим подзадачам:

- 1) расчет каждого подварианта и выбор рационального основного варианта для каждого значения годового отбора газа по каждому горизонту.
- 2) выбор рационального варианта освоения месторождения по указанным критериям рациональности.

Продолжительность периода опережающей добычи определялась как период, в течение которого устьевое давление падает до минимально возможного «входного» давления в подводный газопровод. Соответственно накопленная добыча и чистый дисконтированный доход определялись за этот же период. Таким образом, были определены показатели рациональности по каждому подварианту.

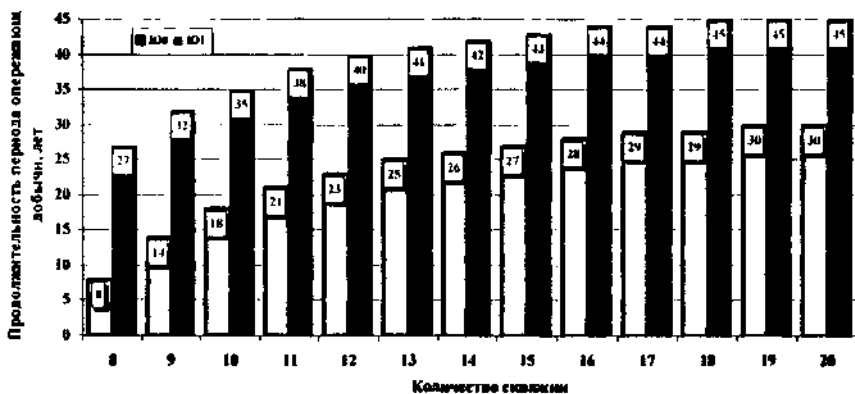


Рис.1 Продолжительность периода опережающей добычи газа со Штокмановского ГКМ.

Показано, что длительность периода постоянной добычи и транспортировки газа значительно различается по вариантам. На рис.1 показана продолжительность

периода опережающей добычи газа со Штокмановского ГКМ при годовом отборе газа в объеме 7,5 млрд. м<sup>3</sup>.

Заметим, что в общем результаты разработки горизонта Ю<sub>1</sub> превышают результаты по горизонту Ю<sub>0</sub>, т.е. разработку Штокмановского месторождения бесплатформенным способом предпочтительнее начинать с горизонта Ю<sub>1</sub> и именно эти варианты целесообразно принять в качестве рациональных. Вместе с тем, в ходе доразведки месторождения могут появиться новые данные по горизонтам, что может привести к смене рациональных вариантов.

Одним из интересных следствий оценки экономической эффективности проекта с применением способа дисконтированного дохода является возможность достаточно просто и быстро оценить необходимый минимальный период эксплуатации месторождения, при котором она не будет убыточна.

Предположим, что все затраты на освоение месторождения приходятся на «нулевой» год, а добыча газа с месторождения начинается с 1-года. Так как по условиям задачи нам интересна продолжительность периода постоянного уровня добычи газа, примем, что дисконтированный доход, который мы получим в результате добычи газа из месторождения, равен:

$$NPV = \sum_{t=0}^T \frac{S_g q n}{(1+E)^t} - Z_{осв}$$

где  $E$  – коэффициент (ставка) дисконтирования;  $S_g$  – цена газа;  $q$  – дебит одной скважины;  $n$  – количество скважин;  $T$  – продолжительность добычи газа;  $Z_{осв}$  – общие затраты на освоение месторождения.

При постоянном объеме газа левое слагаемое может быть преобразовано в

$$S_g q n \cdot \sum_{t=0}^T \frac{1}{(1+E)^t} = C \cdot \sum_{t=0}^T \frac{1}{(1+E)^t},$$

что представляет собой сумму геометрической прогрессии со знаменателем прогрессии

$$z = \frac{1}{(1 + E)}$$

Воспользовавшись известными формулами для определения суммы геометрической прогрессии, получим условие минимального периода постоянной добычи газа, при котором вариант бесплатформенной эксплуатации месторождения не убыточен:

$$C \cdot (1 - z^T) - 3_{\text{отм}} = 0, \text{ или } T = \frac{\ln\left(1 - \frac{3_{\text{отм}}}{C}\right)}{\ln z}$$

Данная формула может быть использована для оценки необходимой продолжительности периода опережающей добычи на начальной стадии разработки проекта освоения морского месторождения.

В заключении приведены основные выводы и рекомендации по реализации проекта освоения морского глубоководного месторождения углеводородов, позволяющего обеспечить опережающую добычу.

Проведенные исследования и расчеты позволяют сделать следующие выводы:

1. В целом, в настоящее время возможна экономически эффективная реализация проекта эксплуатации глубоководных морских месторождений без применения эксплуатационных платформ, позволяющего организовать опережающую добычу газа. Для успешной реализации такого проекта решающее значение имеет длина подводного магистрального трубопровода и устьевое давление эксплуатационных скважин.

2. Необходимо учитывать фактор снижения пластового давления в процессе разработки месторождений. Для Штокмановского ГКМ скорость падения устьевого давления зависит от величины годового отбора газа и составляет примерно от 1 до 2 атм. в год для различных вариантов.

3. В исследованных в работе вариантах освоения ШГКМ накопленный объем добычи не превысил 10% от начальных извлекаемых запасов. Очевидно, что

малый накопленный объем газа связан с тем, что устьевое давление скважины поддерживается на достаточно высоком уровне (более 130 атм). Эксплуатация месторождения после достижения устьевого давления минимально возможной для бесплатформенной эксплуатации величины возможна при установке эксплуатационной платформы, на которую от подводных комплексов будет подаваться добываемая продукция для компримирования (возможно, и первичной подготовки), а затем по существующим магистральным трубопроводам транспортироваться на береговые сооружения подготовки газа.

4. В то же время бесплатформенная эксплуатация ШГКМ является реализуемым и эффективным способом ускоренного ввода месторождения в разработку. Применение данного способа освоения позволяет отложить ввод морской платформы в эксплуатацию на срок от 7 лет для рассмотренных вариантов.

5. Методика определения рациональных показателей проекта опережающей добычи углеводородов с глубоководных месторождений сводится к последовательной реализации следующих действий:

- 1) Определение необходимых годовых объемов газа, добываемого с месторождения;
- 2) Нахождение минимального входного давления в подводный магистральный трубопровод, достаточного для транспортировки добываемой продукции без ее предварительной промысловой подготовки в установленных объемах;
- 3) Расчет возможных дебитов и соответствующих начальных устьевых давлений эксплуатационных скважин с подводным заканчиванием;
- 4) Вычисление скоростей падения устьевого давления при установленных дебитах и начальных устьевых давлений;
- 5) Расчет продолжительности эксплуатации и накопленной добычи газа по вариантам, различающихся количеством скважин;
- 6) Выбор рационального варианта по какому-либо критерию рациональности.

**Основные результаты опубликованы в работах:**

1. Мирзоев Д.А., Чебаненко А.С. Проблемы освоения морских глубоководных месторождений без применения эксплуатационных платформ (на примере Штокмановского газоконденсатного месторождения) // Экологическая безопасность в нефтегазовом комплексе. -2005. - №5 - С. 6-16.
2. Чебаненко А.С. Методы оценки эффективности проектов освоения морских месторождений углеводородов. //Объединенный научный журнал.-2004.- №29 (121). – С.45-47.
3. Чебаненко А.С. Определение минимального эффективного периода эксплуатации морского месторождения при постоянном годовом объеме добычи. //Экономика и финансы. - 2004. - №24. - С.82-83.
4. Чебаненко А.С. Освоение глубоководных морских месторождений углеводородов без применения эксплуатационных платформ. //Объединенный научный журнал.- 2004.- №29 (121). – С.47-49.
5. Чебаненко А.С. Особенности разработки морских месторождений углеводородов// Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России: Тез. докл. 5-й науч.-техн. конф. 23-24 января 2003 г. – Москва, 2003.
6. Чебаненко А.С. Проблемы выбора варианта разработки морских месторождений углеводородов// Молодежная наука нефтегазовому комплексу: Тез. докл. науч. конф. аспирантов, молодых преподавателей и научных сотрудников 29-31 марта 2004 г. – Москва, 2004.

Соискатель: Чебаненко А.С.

Тел. (095) 719-5298

E-mail: chebanenko@hotmail.ru



---

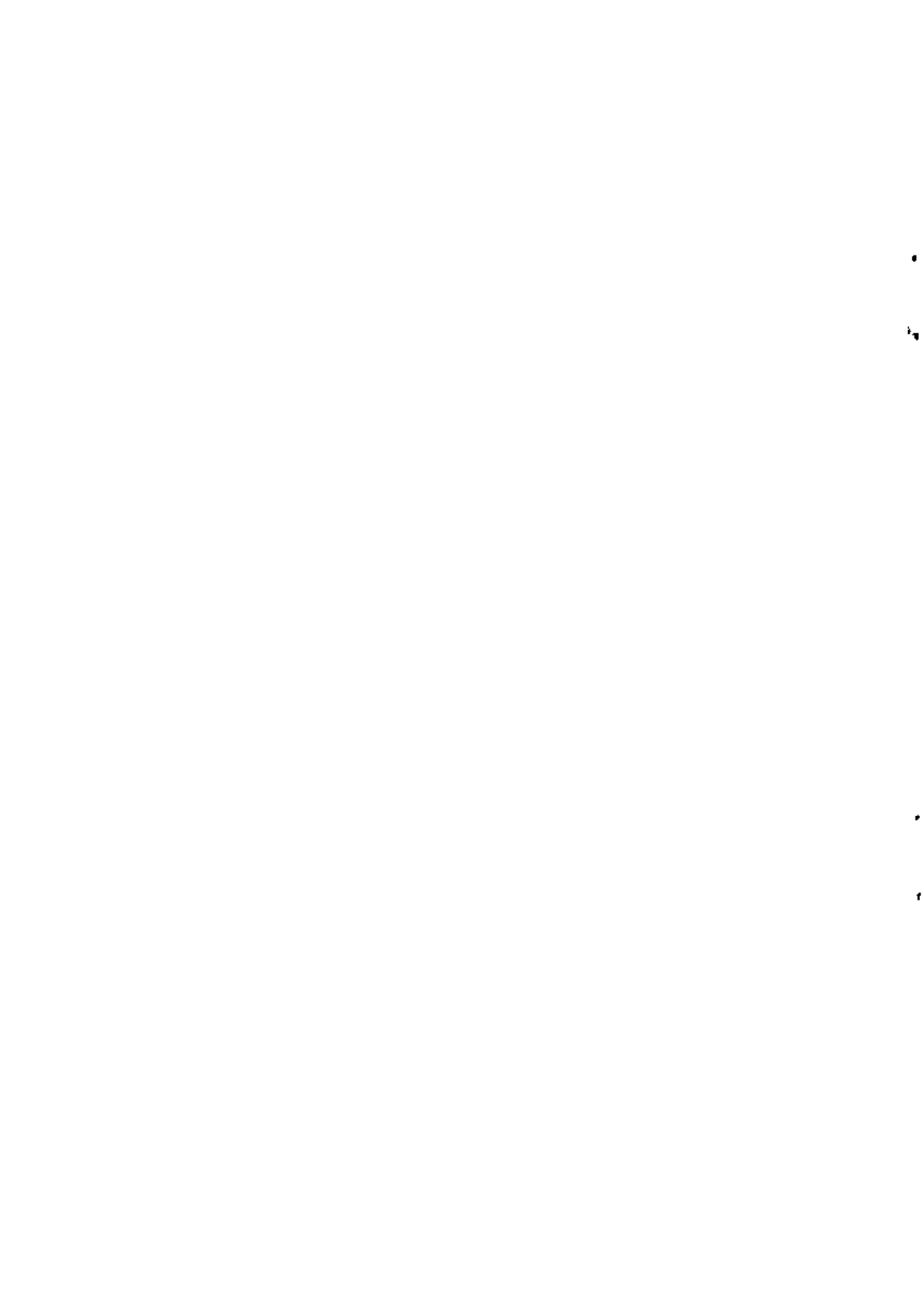
Подписано в печать  
Объем

Формат 60x90/16  
Тираж *100*

Заказ *509*

---

119991, Москва, Ленинский просп. ,65  
Отдел оперативной полиграфии  
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина



9

6

7

4

№ 12 289

РНБ Русский фонд

2006-4

7509