

ЕВСТАФЬЕВ ИЛЬЯ ЛЕОНИДОВИЧ

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ПРОЕКТИРОВАНИЯ  
РАЗРАБОТКИ МОРСКИХ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Специальность – 25.00.18 – «Технология освоения морских месторождений  
полезных ископаемых»

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание учёной степени  
кандидата технических наук



0034 79682

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'И. Евстафьев'.

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

Научный руководитель: доктор технических наук  
Мансуров Марат Набиевич

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор  
Бузинов Станислав Николаевич

доктор технических наук, профессор  
Ермолаев Александр Иосифович

Ведущая организация: Институт проблем нефти и газа РАН

Защита состоится « 11 » ноября 2009г. в 12 час. 00 мин.  
на заседании диссертационного совета Д 511.001.01 при ООО «Газпром ВНИИГАЗ»  
по адресу: 142717, Московская область, Ленинский район, пос. Развилка,  
ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ОНТЦ, 2-й этаж, конференц-зал.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Автореферат разослан « 07 » октября 2009г.

Учёный секретарь  
диссертационного совета,  
доктор геолого-минералогических наук



Соловьев Н.Н.

## **ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ**

### **Актуальность темы.**

Перспективы развития топливно-энергетического комплекса России связаны с освоением нефтегазовых месторождений континентального шельфа, в первую очередь, в акваториях арктических и дальневосточных морей. Для их освоения требуется реализация новых высокоэффективных инновационных технологий, нетрадиционных решений по выбору и обоснованию систем разработки и обустройства.

По сравнению с аналогичными проектами на суше, проектирование разработки морских газовых месторождений, как правило, производится в условиях недостаточной изученности залежей, высокой степени неопределенности в геологическом строении и характере распределения параметров продуктивности в объеме пласта, что при большой капиталоемкости объектов обустройства обуславливают высокие требования к обоснованности систем разработки и выбору технических решений по обустройству месторождений, обеспечивающих надежность и гибкость технологических режимов эксплуатации.

Современные комплексные подходы к проектированию разработки, тесно увязанные с технологическими решениями по обустройству, должны выявить эффективные и технически реализуемые схемы разработки месторождений шельфа и определить рациональные сценарии освоения запасов в условиях объективной неопределенности исходных параметров.

По этой причине совершенствование методов проектирования разработки морских газовых месторождений является важной задачей научных исследований, что обуславливает актуальность темы диссертационной работы.

### **Цель диссертационной работы.**

Совершенствование методов проектирования разработки морских газовых месторождений, обеспечивающих повышение экономической эффективности их промышленного освоения в условиях геологических неопределенностей.

### **Основные задачи исследований.**

1. Определение рациональной величины горизонтального отхода забоев скважин для разработки морских газовых месторождений при размещении скважин в виде круговой батареи.
2. Определение оптимальной длины горизонтального ствола скважин при дефиците данных о фильтрационных параметрах продуктивного пласта.
3. Обоснование числа резервных добывающих скважин для разработки морской газовой залежи.

4. Выбор эффективной системы разработки морского газового месторождения в условиях неопределенности распределения фильтрационных свойств газового пласта.
5. Экономическая оценка эффективности предложенных методов.

#### **Научная новизна.**

В диссертационной работе усовершенствованы методы и алгоритмы проектирования разработки морских газовых месторождений в условиях высокой геологической неопределенности. Автором разработан метод определения необходимой величины горизонтального отхода забоев наклонно-направленных добывающих скважин с одного центра разбуривания/куста скважин, учитывающий интерференцию работающих скважин. Разработан алгоритм расчета оптимальной длины горизонтального ствола скважин для освоения запасов газа, учитывающий неопределенности при оценке фильтрационных свойств пласта. Обоснованы метод определения коэффициента резервирования добывающих скважин исходя из оценок достоверности результатов газодинамических исследований разведочных скважин и методика выбора эффективной системы разработки морских газовых месторождений на основе анализа изменчивости фильтрационных параметров пласта.

#### **Практическая значимость.**

Разработанные автором научно-методические предложения по разработке морских газовых месторождений позволяют улучшить качество проектирования и повысить экономическую эффективность освоения месторождений на шельфе. Использование результатов работы позволит инвестору на начальных стадиях выявить наиболее эффективные технологические решения по разработке и обустройству морского месторождения.

Результаты выполненных исследований автора использованы при разработке СТО Газпром «Регламент на составление проектных документов по разработке морских нефтяных, газовых и нефтегазоконденсатных месторождений», утвержденного Распоряжением заместителя Председателя Правления ОАО «Газпром» А.Г. Ананенковым от 24.02.2009г. № 37.

#### **Защищаемые положения.**

- Метод обоснования рациональной величины горизонтального отхода забоев добывающих скважин, располагаемых в виде круговой батареи, с учетом интерференции скважин в кусте.
- Алгоритм определения длины горизонтальных стволов скважин, обеспечивающих необходимую добычу и минимальную стоимость строительства скважин в условиях неопределенности фильтрационных свойств газового пласта.
- Способ обоснования коэффициента резервирования скважин с учетом результатов оценки достоверности данных газодинамических исследований разведочных скважин.

- Методика выбора эффективной системы разработки морского газового месторождения, учитывающая интервал прогнозируемого изменения фильтрационных параметров продуктивного пласта.

### **Реализация работы.**

Результаты настоящей диссертационной работы использованы при составлении следующих проектных документов, выполненных ООО «ВНИИГАЗ»:

- «Проекта разработки Северо-Каменномысского газового месторождения», 2007г.
- «Проекта разработки месторождения Каменномысское-море», 2008г.
- «Технико-экономических предложений по освоению Семаковского участка недр», 2009г.,

а также при подготовке СТО Газпром «Регламент на составление проектных документов по разработке морских нефтяных, газовых и нефтегазоконденсатных месторождений».

### **Апробация работы.**

Основные положения диссертационной работы докладывались на следующих конференциях и семинарах:

1. На научно-практическом семинаре «Развитие новых технологий в газовой промышленности», ООО «ВНИИГАЗ», Москва, 2007г.
2. На I Международной научно-практической конференции молодых специалистов и ученых «Применение новых технологий в газовой отрасли: опыт и преемственность», ООО «ВНИИГАЗ», Москва, 2008г.
3. На II Международной конференции «Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток» - ROOGD-2008, ООО «ВНИИГАЗ», Москва, 2008г.
4. На I Международной конференции «Путь инноваций и новые технологии в газовой промышленности» - INNOTECH-2008, ООО «ВНИИГАЗ» Москва, 2008г.
5. На заседаниях секции «Освоение морских нефтегазовых месторождений» Ученого Совета ООО «ВНИИГАЗ».

### **Публикации.**

Автором опубликовано 8 работ по теме диссертации, в том числе 6 в научно-технических журналах, рекомендованных ВАК Министерства образования и науки РФ.

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

Диссертационная работа содержит введение, 4 главы и основные выводы по работе. Содержание работы изложено на 116 страницах машинописного текста, включает 13 рисунков, 6 таблиц и список литературы из 83 наименований.

## **Благодарности.**

Автор выражает искреннюю благодарность своему научному руководителю, доктору технических наук Мансурову Марату Набиевичу, а также доктору экономических наук Никитину П.Б. и кандидатам наук Семенову А.М. и Никитину П.П. за ценные советы и консультации в процессе выполнения работы.

## **СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** приводится общая характеристика диссертационной работы, обосновываются актуальность темы, цель и задачи исследований, научная новизна, основные защищаемые положения и практическая значимость полученных результатов.

**В первой главе** рассматриваются особенности проектирования разработки морских газовых месторождений.

Проектирование разработки морских месторождений осуществляется в условиях высокой неопределенности информации о фильтрационных свойствах пласта, полученной по результатам бурения ограниченного числа разведочных скважин. Как правило, к моменту начала промышленного освоения залежей отсутствует стадия опытно-промышленной эксплуатации, что связано с высокими экономическими затратами на сооружение производственных объектов морского промысла. Выявлена тесная взаимозависимость между системой разработки месторождения и его обустройством. При составлении технологических документов на разработку необходимо исследовать не только возможные варианты размещения скважин, но также связанные с ними схемы сбора, подготовки и транспортировки продукции к потребителю. Проектные решения по разработке месторождения должны обеспечивать устойчивость и гибкость добычи продукции в течение всего эффективного срока эксплуатации, определенного технико-экономическими расчетами.

При составлении первоначального проекта разработки, как правило, наблюдается дефицит геологической информации при высокой степени неопределенностей фильтрационных параметров в объеме продуктивного пласта. Эти неопределенности могут оказать значительное влияние, как на обоснование основных решений по разработке, так и на выбор системы обустройства месторождения. Необходимость корректного учета неопределенностей при обосновании параметров газового пласта является важной научно-исследовательской задачей проектирования разработки.

Автором был проведен анализ существующих способов разработки газовых месторождений. Рассмотрены методы и алгоритмы, позволяющие оптимизировать проектные решения по размещению скважин на структуре месторождения и очередности их ввода в эксплуатацию, выбору технологических режимов работы объектов добычи, а также направленные на улучшение экономических показателей освоения. Среди значимых исследований следует отметить работы Алиева З.С., Басниева К.С.,

Бузинова С.Н., Гриценко А.И., Ермилова О.М., Ермолаева А.И., Закирова С.Н., Зотова Г.А., Крылова А.П., Коротаева Ю.П., Лапука Б.Б., Мирзаджанзаде А.Х., Требина Ф.А., Чарного И.А., Черных В.А., Щелкачева В.Н., Азиза Х., Маскета М., Сеттари Э. и др.

Большая часть методов и алгоритмов проектирования разработки была создана в середине прошлого столетия и ориентирована на существующие в тот период вычислительные средства. Возможности проектирования ограничивались рамками приближенных (классических) решений уравнений фильтрации, основанных на модели «средней скважины». Согласно этим моделям газовая залежь рассматривается как однородный пласт правильной геометрии с заданным распределением фильтрационных параметров. Указанное представление о строении принимается в совокупности с рядом упрощений конструкции скважин, режима их работы, характера фильтрации газа и пр. При таком подходе полностью исключается возможность учета неоднородности продуктивной залежи сложного геологического строения, особенностей фильтрации флюида в пласте и его притока к забоям скважин и многих других факторов. Кроме того, многие из рассмотренных методов не могут быть реализованы на морских месторождениях ввиду того, что не учитывают особые требования к проектированию размещения скважин и других объектов обустройства на промысле, системы сбора и подготовки продукции, ее транспортировки и пр.

Современная практика проектирования широко использует программные продукты трехмерного моделирования эксплуатационных объектов разработки. Предпочтение отдается программам, позволяющим осуществлять моделирование процесса движения флюидов в системе «пласт-скважина-трубопровод». При недостатке исходной информации о строении залежи обычно используется стохастический подход, который позволяет даже при недостатке сведений учесть неоднородности коллектора и оценить достоверность построений. Гидродинамическое моделирование упрощает поиск оптимизационных решений по разработке и отличается повышенной точностью результатов. Поэтому проектирование разработки морских газовых месторождений основано на применении современных программных продуктов геологического и гидродинамического моделирования с учетом специфических особенностей морского промысла. В связи с этим возникает потребность в совершенствовании методов проектирования разработки морских газовых месторождений и создании новых методик и алгоритмов, удовлетворяющих современным требованиям.

**Вторая глава** посвящена исследованию вопросов определения рациональной величины горизонтального отхода забоев добывающих скважин для разработки морской газовой залежи, длины горизонтального ствола в пласте и числа резервных добывающих скважин.

В практике морской нефтегазодобычи часто применяется система разработки, предусматривающая размещение добывающих скважин на площади залежи в виде круговых батарей. Такая система предполагает

бурение добывающих наклонно-направленных скважин с большими горизонтальными отходами забоев от единого центра разбуривания и наличием горизонтального участка. Преимущества данной системы разработки заключаются в размещении добывающих скважин в наиболее продуктивной части пласта и обеспечении большой площади дренирования запасов при строительстве одного гидротехнического сооружения, с которого и производится бурение.

Эксплуатация круговых батарей скважин рекомендована на Северо-Каменномысском, Каменномысском-море, Семаковском и других газовых месторождениях. Причем, как правило, в наиболее продуктивной части залежи предполагается строительство одного основного куста скважин для разработки запасов. По мере истощения запасов газа с целью поддержания постоянного уровня добычи предусматривается добуривание скважин на менее продуктивных участках залежи. Такая система разработки позволяет в течение продолжительного периода времени сохранять проектную добычу газа, эффективно дренировать запасы и относить затраты на бурение скважин и строительство дополнительных объектов морского промысла на более далекий срок. В результате достигается повышение экономической эффективности проекта разработки.

Для реализации предложенной системы разработки необходимо определить величину горизонтального отхода забоев добывающих скважин, которые должны обеспечить требуемый уровень добычи газа из месторождения при минимальных капитальных затратах на их строительство.

При решении поставленной задачи принимается, что известны фильтрационные параметры пласта, все скважины имеют одинаковую конструкцию, естественным ограничением является величина технически реализуемого максимального горизонтального отхода забоев скважин  $R_{отх}^{max}$  при известных геологических условиях.

Задача оптимизации формулируется следующим образом: определение минимального горизонтального отхода забоев скважин, который обеспечивает необходимый дебит при заданном количестве скважин в кусте и наиболее вероятном распределении фильтрационных параметров в объеме пласта.

Тогда, величину минимального горизонтального отхода забоев скважин можно представить следующим уравнением:

$$R_{отх}^{min} = R_{pz} + \Delta R_{интф} \quad (1)$$

где:  $R_{отх}^{min}$  – минимальный горизонтальный отход забоев скважин в продуктивном пласте;  $R_{pz}$  – минимальный горизонтальный отход забоев скважин в разбуренной зоне пласта;  $\Delta R_{интф}$  – поправка на интерференцию добывающих скважин в кусте.

В первом приближении решения задачи можно принять, что область дренирования запасов характеризуется средней величиной проницаемости  $k_{ср}$ , которая может быть определена из исследований ядра разведочных

скважин. Система добывающих скважин размещается в наиболее продуктивной части залежи. Для этой цели на площади газонасыщенности залежи выделяется область в форме окружности с центром в точке максимальных эффективных газонасыщенных толщин. Запасы газа в объеме газонасыщенных пород, ограниченном площадью окружности, должны составлять  $\zeta\%$  от начальных геологических запасов. Назовем данный объем пласта областью дренирования запасов и обозначим соответствующий радиус окружности индексом  $R_{др}$ . В границах указанной области будет размещаться фонд из  $N$  добывающих скважин с горизонтальным отходом забоев  $R_{pz}$ , обеспечивающих добычу газа в объеме  $Q_{ам}$ .

Величину  $R_{pz}$  можно определить из уравнений фильтрации газа, принимая, что пластовый газ идеальный, а его фильтрация в пласте происходит в изотермических условиях по законам Дарси и Бойля-Мариотта. Тогда приток газа к скважине, радиус которой сопоставим с радиусом разбуренной зоны месторождения, можно записать в виде:

$$Q = \frac{p_{ам} Q_{ам}}{p} = -S_{\phi} \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dR} \quad (2)$$

где:  $p$  и  $Q$  – давление и дебит при пластовых условиях при равной температуре;  $p_{ам}$  и  $Q_{ам}$  – давление и дебит газа при атмосферных условиях;  $S_{\phi} = 2\pi R_{pz} h_{cp}$  – поверхность фильтрации при плоскорадиальном движении газа;  $h_{cp}$  – средняя эффективная толщина пласта;  $k$  – проницаемость пласта;  $\mu$  – вязкость газа;  $\frac{dp}{dR}$  – градиент давления.

Примем, что в пределах разбуренной зоны пласта существует некоторое средневзвешенное по зоне пластовое давление  $\bar{p}_{pz}$ . Тогда средневзвешенное давление в пласте за контуром разбуренной зоны залежи обозначим  $\bar{p}_{из}$ . После интегрирования уравнения (2) в пределах от  $R_{pz}$  до  $R_{др}$  и от  $\bar{p}_{pz}$  до  $\bar{p}_{из}$  получаем уравнение для расчета дебита скважин при радиальном изотермическом течении совершенного газа, из которого определяется искомый минимальный горизонтальный отход забоев скважин  $R_{pz}$  в разбуренной зоне пласта:

$$R_{pz} = \frac{R_{др}}{e^{\frac{\pi k_{cp} h_{cp} (\bar{p}_{из}^2 - \bar{p}_{pz}^2)}{\mu p_{ам} Q_{ам}}}} \quad (3)$$

После вычисления по формуле (4) величины минимального горизонтального отхода забоев скважин в разбуренной зоне пласта необходимо численно сравнить полученное значение с величиной максимально возможного горизонтального отхода:  $R_{pz} < R_{отх}^{max}$ . При

невыполнении условия неравенства, что свидетельствует о невозможности обеспечения заданного темпа отбора газа из месторождения скважинами с данным горизонтальным отходом забоев, надлежит уменьшить проектный объем добычи газа  $Q_{от}$  и пересчитать на новые данные минимальный горизонтальный отход забоев скважин.

При реализации системы размещения скважин с явно выраженным центром величина горизонтального отхода забоев будет зависеть как от проектного объема добычи газа, так и от количества добывающих скважин в кусте. Увеличение числа скважин с сохранением первоначальной величины горизонтального отхода забоев может приводить к интерференции скважин в кусте.

Величина поправки на интерференцию определяется следующим образом.

По уравнению притока газа к скважине определяется дебит при максимальной допустимой депрессии на пласт  $\Delta p_{пр} = p_{пл} - p_{заб}$ :

$$(p_{пл}^2 - p_{заб}^2)_{\max} = a_{гор} q_{оч} + b_{гор} q_{оч}^2 \quad (4)$$

где:  $q_{оч}$  – дебит газа;  $a_{гор}$  и  $b_{гор}$  – коэффициенты фильтрационных сопротивлений проектных скважин с горизонтальным стволом в пласте.

Затем определяется число добывающих скважин, которые при дебите  $q_{оч}$  обеспечивают требуемый уровень суточной добычи газа:

$$N' = \frac{Q_{сут}}{q_{оч}} \quad (5)$$

где:  $Q_{сут} = \frac{Q_{год}}{t_{раб}}$  – суточная добыча газа при средней продолжительности работы скважин в году  $t_{раб}$  суток;  $Q_{год}$  – проектная годовая добыча газа.

При расположении скважин в виде круговой батареи на одинаковом расстоянии забоев друг от друга, минимальное расстояние между крайними точками забоев двух соседних скважин рассчитывается как  $L = 2R_{рс} \sin\left(\frac{\alpha'}{2}\right)$ ,

где:  $\alpha' = \frac{360^\circ}{N'}$  – угол между стволами соседних скважин.

Параметр  $L$  определяется как минимальное расстояние, при котором обеспечивается необходимый дебит скважины. Для конкретных геологических условий залежи и фильтрационных свойств пласта может существовать определенное минимальное расстояние, меньше которого не рекомендуется сближать забои соседних скважин.

Поскольку эксплуатация залежи осуществляется при депрессии на пласт, не превышающей максимальную, величина проектного дебита  $q_{пр}$  меньше величины дебита при максимальной депрессии. Очевидно, что уменьшение проектного дебита при сохранении уровня годовой добычи газа обуславливает увеличение потребного числа добывающих скважин, следовательно, сокращение расстояния между забоями соседних скважин. Если указанное расстояние оказывается меньше рекомендуемого, возникает

необходимость сохранить его на уровне значения  $L$ , для чего требуется увеличить горизонтальный отход забоев скважин в разбуренной зоне пласта  $R_{pz}$  на величину поправки  $\Delta R_{интф}$ :

$$\Delta R_{интф} = -\frac{L}{\sin\left(\frac{\alpha}{2}\right)} - R_{pz} \quad (6)$$

где:  $\alpha = \frac{360^\circ}{N}$  – угол между стволами соседних скважин при строительстве

$N = \frac{Q_{сум}}{q_{пр}}$  скважин в кусте, работающих с проектным дебитом  $q_{пр}$ .

Согласно уравнению (1), минимальный горизонтальный отход забоев скважин для разработки морской газовой залежи системой горизонтальных скважин, расположенных в виде круговой батареи, равен сумме величины минимального горизонтального отхода забоев скважин в разбуренной зоне пласта, определенной из (3) и поправки на интерференцию скважин в кусте, вычисленной из (6). Рассчитанная величина горизонтального отхода забоев, исходя из технических возможностей бурения, не может превышать максимальную величину горизонтального отхода в пласте, поэтому должно выполняться условие:  $R_{отх}^{\min} \leq R_{отх}^{\max}$ .

Другой задачей, исследованной в данной главе, является определение оптимальной длины горизонтального ствола (ГС) скважин  $L_{гор}$  в зависимости от фильтрационных свойств продуктивного пласта. Предполагая априори, что чем длиннее ГС в пласте, тем больше производительность скважины и тем дороже ее строительство, необходимо определить оптимальную длину ствола, для которого прирост дебита оправдывается затратами на бурение.

Обращаясь к методам принятия оптимальных решений в условиях «природной неопределенности», согласно Жуковскому Е.Е. будем использовать термин *стратегия потребителя* природной информации. Исходя из прогнозных зависимостей фильтрационных свойств пласта формируются стратегии потребителя  $S$ , которые заключаются в строительстве скважин с определенной длиной ГС или с комбинацией различных длин ГС в пласте. Примем, что для  $i$ -го прогноза распределения фильтрационных свойств известна вероятность его реализации  $\Pi_i$ . Производительность одной скважины равна  $q_{ij}$  при длине ГС согласно принятому техническому решению  $d_j$  и  $i$ -му прогнозу свойств, а капитальные вложения в строительство одной скважины данной конструкции составляют  $K_j$ . Тогда общие капитальные вложения в бурение всего фонда добывающих скважин для разработки залежи можно определить следующим образом:

$$\sum \frac{K_s}{\Pi} = \sum_i \frac{\sum N_{i,s,j} \cdot K_j}{\Pi_i} \quad (7)$$

где:  $N_{i,s,j}$  – количество скважин согласно стратегии потребителя  $S$  и техническому решению по ГС  $d_j$  при реализации  $i$ -го прогноза фильтрационных свойств пласта;  $K_S$  – суммарные капитальные вложения в строительство фонда скважин согласно стратегии потребителя  $S$ .

Для обоснования величины  $N_{i,s,j}$  необходимо знать зависимость дебита  $q_{i,j}$  от длины ГС для определенных фильтрационных свойств пласта, принимаемых согласно  $i$ -му прогнозу. Уравнения, связывающие указанные параметры, предложены Джоши С.Д., Алиевым З.С., Пилатовским В.П. и др.

Оптимальной будет являться та стратегия, которая позволит обеспечить наименьшие капитальные вложения в строительство скважин, т.е. стратегия с наименьшей величиной общих капитальных вложений.

После обоснования оптимальной длины горизонтального ствола добывающих скважин в пласте рекомендуется уточнить величину поправки на интерференцию скважин, для чего следует пересчитать по уравнению (4) дебит газа с учетом измененных коэффициентов фильтрационных сопротивлений  $a_{zop}=f(L_{zop})$  и  $b_{zop}=f(L_{zop})$ .

Последней задачей, исследованной во второй главе диссертации, является определение коэффициента резервирования скважин с учетом возможной неоднородности распределения фильтрационных свойств в объеме пласта и степени достоверности результатов промысловых исследований разведочных скважин. В общем виде коэффициент резервирования можно записать как отношение величин проектного и

фактического отборов газа из месторождения:  $k_{рез} = \frac{Q_{сум}}{N \tilde{q}_p}$ . Так как  $Q_{сум}$  на

стадии проектирования принимается заданным, а фонд добывающих скважин  $N$  известен, тогда для определения коэффициента требуется рассчитать среднесуточный рабочий дебит добывающих скважин  $\tilde{q}_p$ .

Пусть в результате проведенных исследований  $m$  разведочных скважин на стационарных режимах получено  $n$  значений параметра  $x_i$  – продуктивности, который определяется как отношение дебита на стационарном режиме  $q_u$  к квадрату величины депрессии  $\Delta p_u$  на том же режиме:  $x_i = (\frac{q_u}{\Delta p_u^2})_i$ , ( $i = 1, 2, \dots, n$ ). Величину среднесуточного рабочего дебита можно найти из выражения:

$$\frac{q_p}{\Delta p_{np}^2} = (\frac{q_u}{\Delta p_u^2})_{cp} \alpha = \bar{X} \alpha \quad (8)$$

где:  $\Delta p_{np}$  – максимальная допустимая депрессия на пласт, принятая в проекте разработки;  $\alpha$  – коэффициент увеличения производительности проектной горизонтальной скважины относительно вертикальной;  $\bar{X}$  – среднее значение параметра продуктивности всех разведочных скважин.

После преобразования формулы (8) получим:

$$\bar{q}_p = \bar{X} \Delta p_{np}^2 \alpha \quad (9)$$

Определить коэффициент  $\alpha$  изменения величины дебита от длины горизонтального ствола в пласте позволяют уравнения Джоши и др. При известных конструкции проектной скважины, обуславливающей величину  $\alpha$ , и максимальной допустимой депрессии на пласт  $\Delta p_{np}$ , решение уравнения (9)

сводится к обоснованию величины параметра  $\bar{X}$ , для чего следует обратиться к соответствующим методам математической статистики.

Первым шагом в решении задачи обоснования  $\bar{X}$  является вычисление среднего значения параметра продуктивности  $\bar{x}_j$  каждой из  $m$  исследуемых разведочных скважин:

$$\bar{x}_j = \frac{\sum x_{ij}}{k_j} \pm s_j, \quad (i = 1, 2, \dots, n), \quad (j = 1, 2, \dots, m) \quad (10)$$

где:  $\bar{x}_j$  – среднее значение параметра продуктивности  $j$ -й скважины;  $x_{ij}$  – значения параметра  $x$ , полученные при исследованиях  $j$ -й скважины;  $k_j$  – количество значений выборки  $x_{ij}$ , характеризующей результаты исследований  $j$ -ой разведочной скважины;  $s_j$  – стандартное отклонение.

На основании предположения о том, что все разведочные скважины располагаются на площади неоднородного по своему геологическому строению природного газового резервуара, для повышения точности расчета рабочего дебита и коэффициента резервирования, необходимо учесть геологическую неоднородность в районе разведочных скважин, а также условия вскрытия этими скважинами продуктивного пласта. На стадии проектирования разработки целесообразно использовать параметр относительного вскрытия продуктивного пласта разведочной скважиной:

$$h_j^{отн} = \frac{h_j^{пер.эф}}{h_j^{эф}}, \quad (j = 1, 2, \dots, m) \quad (11)$$

где:  $h_j^{отн}$  – относительное вскрытие продуктивного пласта  $j$ -й разведочной скважиной;  $h_j^{пер.эф}$  – эффективная газонасыщенная мощность пласта в интервале перфорации  $j$ -й скважины;  $h_j^{эф}$  – полная эффективная газонасыщенная мощность пласта, вскрытая  $j$ -й разведочной скважиной.

Для более точного описания истинных фильтрационных свойств участка залежи вблизи  $j$ -й разведочной скважины требуется вычислить

отношение среднего значения параметра продуктивности  $\bar{x}_j$  для данной

скважины к относительному вскрытию продуктивного пласта  $h_j^{omn}$  этой скважиной:

$$\bar{X}_j = \frac{\bar{x}_j}{h_j^{omn}} \pm s_j, (j = 1, 2, \dots, m) \quad (12)$$

где:  $\bar{X}_j$  – среднее значение продуктивности  $j$ -й разведочной скважины.

После определения значений параметра  $\bar{X}_j$  для  $m$  разведочных скважин обоснование величины  $\bar{X}$  заключается в проверке гипотезы о том, что все значения параметра продуктивности  $x_{ij}$  принадлежат одной генеральной совокупности. В самом простом случае, когда полученные значения  $\bar{X}_j$  равны между собой, правомерно говорить о принятии гипотезы. Тогда в уравнении (9) значение  $\bar{X}$  равно  $\bar{X}_j$ . Однако с большей вероятностью значения  $\bar{X}_j$  разведочных скважин будут отличны друг от друга. Причиной этому совокупность таких факторов как: геологическая неоднородность строения коллектора, различные условия вскрытия пласта, точность замера и обработки данных исследований и пр. В таком случае необходимо определить, носит ли это различие случайный характер или выборки относятся к разным генеральным совокупностям. Вначале рассчитываем выборочные дисперсии:

$$s_j^2 = \frac{1}{k_j - 1} \sum (x_{ij} \cdot h_j^{omn} - \bar{X}_j)^2, (j = 1, 2, \dots, m) \quad (13)$$

Если дисперсии разных выборок равны, принимаем гипотезу и переходим к решению уравнения (9), в котором  $\bar{X}$  вычисляется по формуле:

$$\bar{X} = \frac{\sum \bar{X}_j}{L} \pm s_L = \frac{\sum \bar{X}_j}{L} \pm \sqrt{\frac{1}{L-1} \sum (\bar{X}_j - \frac{\sum \bar{X}_j}{L})^2}, (j = 1, 2, \dots, m) \quad (14)$$

где:  $\sum \bar{X}_j$  – сумма  $\bar{X}_j$ , принадлежащих одной генеральной совокупности;

$L$  – количество значений параметра  $\bar{X}_j$ , принадлежащих одной генеральной совокупности;  $s_L$  – стандартное отклонение среднего.

Если дисперсии не равны, определяют значимость различия значений  $\bar{X}_j$ . Для этого используют модифицированный  $t$ -критерий Стьюдента, согласно которому при необходимом уровне значимости (обычно  $\gamma=0,05$ ) сравнивают поочередно между собой все выборки, которые нельзя объединить в одну генеральную совокупность. Процедура сравнения приводится в соответствующей литературе по математической статистике.

По окончании расчетов необходимо сделать заключение о принятии или опровержении гипотезы. В случае, когда гипотеза принимается,  $\bar{X}$  определяется по уравнению (14). Иначе  $\bar{X}_j$  представляются самостоятельными средними, тогда рекомендуется для каждого участка залежи вблизи соответствующих разведочных скважин принять свое значение параметра  $\bar{X} = \bar{X}_j$  и рассчитать соответствующий дебит  $\tilde{q}_p$  и коэффициент резервирования скважин на данном участке.

Реализация метода позволяет оценить коэффициент резервирования скважин с учетом результатов оценки достоверности исходных данных газодинамических исследований.

**В третьей главе** исследована задача анализа чувствительности проектных решений по разработке морского газового месторождения к возможному изменению фильтрационных параметров продуктивного пласта. Эффективная система разработки месторождения должна обеспечивать стабильные показатели добычи вне зависимости от характера прогнозируемого изменения продуктивных свойств.

При условии, что для морского газового месторождения с начальными запасами  $Q_{зан}$  и проектным уровнем добычи газа  $Q_{год}$  заданы базовые варианты разработки в количестве  $n$ , принимаются известными зависимость дебита скважин  $q_{раб}$  от длины ГС, необходимое число скважин  $N$  для разработки залежи, схемы их размещения на площади, количество кустов и типы гидротехнических сооружений, стоимости объектов обустройства морского промысла. Как правило, фильтрационные свойства пласта достоверно известны вблизи пробуренных разведочных скважин. По этим сведениям прогнозируется распределение основных фильтрационных параметров во всем объеме пласта: латеральной  $K_{х,у}$  и вертикальной  $K_z$  проницаемостей, анизотропии  $K_z/K_{х,у}$  и песчанистости  $NTG$ . Однако прогнозируемое распределение указанных параметров в пласте не исключает вероятности изменения (улучшения или ухудшения) фактических фильтрационных свойств. Современными геолого-геофизическими методами можно оценить характер и диапазон возможных изменений любого из отмеченных параметров. На основе таких оценок формируется матрица возможных реализаций распределения основных параметров в объеме резервуара. Сформированная матрица образует для каждого базового варианта  $A_i$  равное количество расчетных вариантов  $B_{ij}$  разработки, отличающихся друг от друга только реализацией того или иного набора фильтрационных параметров пласта.

Задача сводится к выявлению наиболее и наименее чувствительных к прогнозным изменениям параметров геологической модели расчетных вариантов и оценке эффективности их реализации. Для ее решения методами гидродинамического моделирования определяются технологические

показатели разработки расчетных вариантов, на основе которых строится функциональная зависимость критерия эффективности от изменения фильтрационных параметров в известном диапазоне вариаций. Далее, на основе полученных результатов и технико-экономических показателей выявляется лучший базовый вариант разработки месторождения.

Показатели вариантов разработки морской газовой залежи рассчитываются на постоянно действующей цифровой фильтрационной модели, которая предполагает, что значения всех важнейших параметров, определяющих проектные показатели добычи, известны в заданном диапазоне возможного изменения.

В качестве возможного диапазона изменений принимается интервал ошибки отклонения истинных значений параметров, определяемый в процессе интерпретации данных сейсморазведки и газодинамических исследований скважин и последующего геологического моделирования. Отбор и отбраковка исходной информации (вариантов геологической модели залежи) зависит от многих факторов: объема и качества лабораторных и промысловых исследований; качества интерпретации результатов; имеющихся сведений по залежам-аналогам, находящимся в промышленной эксплуатации и др.

При оценке изменчивости основных фильтрационных параметров пласта (проницаемости и анизотропии) наиболее вероятный характер их распределения в фильтрационной модели принимается как 1. Ограничим диапазон величин этих параметров интервалом ошибки прогнозирования данного параметра:  $a$  – для проницаемости,  $b$  – для анизотропии. В целях сокращения времени на технологические расчеты в диапазоне прогнозных значений указанных параметров выделяются наиболее критичные значения: наиболее вероятное, минимальное и максимальное. Так, при реальном проектировании разработки морского газового месторождения наиболее вероятный характер распределения латеральной проницаемости принимался за 1,0; возможное улучшение проницаемости пласта на 40% – за 1,4; возможное ухудшение на 40% – соответственно за 0,6. Диапазон анизотропии пласта также был задан тремя критичными значениями: 1,0; 2,0 и 0,1. Дополнительно рассматривались две возможные реализации параметра песчаности в модели.

Изменение средней величины песчаности влияет на величину запасов, что неадекватно отражается на расчетах. Вероятные изменения данного параметра по площади залежи можно представить функциями распределения, к примеру, Гауссовым или  $\chi$ -распределением с постоянным значением среднего. Это позволяет перераспределять ячейки цифровой модели: ячейки «коллектора» и «неколлектора» меняются местами согласно выбранной функции, при этом суммарная площадь ячеек «неколлектора» и среднее значение песчаности остаются прежними. Обозначая число принимаемых реализаций функции песчаности в модели пласта как  $c$ , размер матрицы возможных реализаций фильтрационных свойств будет определяться как произведение  $m = a \cdot b \cdot c$ . Тогда общее число расчетных

вариантов разработки месторождения составит  $n \cdot m$ .

Технологические расчеты вариантов разработки на цифровой модели залежи производятся последовательно по всем вариантам  $B_{n,m}$ . Выходными данными расчетов является динамика показателей разработки, которая включает в себя: объемы добычи газа по годам; изменение дебита, пластового, забойного и устьевого давлений; динамика фонда скважин, в т.ч. их выбытие; изменение накопленного отбора газа и др. Для каждого варианта разработки устанавливается обязательное условие обеспечения за период освоения залежи  $t_{разр}$  накопленной добычи газа в объеме  $Q_{нак}^{min}$  и более:

$$Q_{нак}^{i,j} \geq Q_{нак}^{min}, (i=1,2,\dots,n), (j=1,2,\dots,m) \quad (15)$$

где:  $Q_{нак}^{i,j}$  – накопленная добыча газа за период  $t_{разр}$  согласно технологическим расчетам варианта  $B_{ij}$ .

Если в результате технологических расчетов накопленная добыча газа согласно расчетному варианту разработки меньше величины  $Q_{нак}^{min}$ , следует увеличить число добывающих скважин на  $\Delta N$  единиц, при этом результат нового расчета с фондом скважин  $N + \Delta N$  должен удовлетворять условию (15).

На основании полученных данных по конечному накопленному отбору газа всех вариантов разработки  $B_{ij}$ , относящихся к общему базовому варианту  $A_i$ , определяется коэффициент устойчивости  $\Psi_i$  базового варианта. Указанный параметр характеризует среднее превышение ожидаемой накопленной добычи газа для рассматриваемого варианта  $B_{ij}$  над принятой величиной  $Q_{нак}^{min}$  в условиях реализации любых из возможных распределений фильтрационных свойств газового пласта. Численно коэффициент рассчитывается по формуле:

$$\Psi_i = \frac{\sum_{j=1}^m \left( \frac{Q_{нак}^{i,j} - Q_{нак}^{min}}{Q_{зан}} \right)}{m} \cdot 100\%, (i = 1, 2, \dots, n), (j = 1, 2, \dots, m) \quad (16)$$

где:  $m$  – количество расчетных вариантов разработки, относящихся к базовому варианту  $A_i$ .

Система разработки залежи, обеспечивающая за расчетный период освоения наибольшее извлечение запасов газа минимальным числом скважин в условиях принятой геологической неопределенности, априори принимается эффективной:

$$\Delta N_i \rightarrow 0, (i=1, 2, \dots, n) \quad (17)$$

$$\Psi_i \rightarrow \max, (i=1, 2, \dots, n) \quad (18)$$

Оценку экономической эффективности базовых систем разработки залежи и отбраковку рискованных вариантов целесообразно провести на основании расчета показателей внутренней нормы доходности (ВНД). Для признания инвестиционного проекта эффективным с точки зрения инвестора необходимо, чтобы ВНД превышала установленный минимальный уровень дохода на вкладываемый капитал  $ВНД^{min}$ . В этом случае инвестиции в реализацию проекта считаются оправданными. Для экономической оценки

эффективности необходимо для каждого базового варианта разработки выбрать расчетный вариант с минимальной и максимальной накопленной добычей газа и для них определить ВНД. Полученные значения  $ВНД_i(\min)$  и  $ВНД_i(\max)$  сравнивают с установленной величиной  $ВНД^{\min}$ . Экономически эффективный вариант разработки вне зависимости от реализации прогноза фильтрационных свойств должен удовлетворять следующему условию:

$$\begin{aligned} ВНД_i(\min) &\geq ВНД^{\min} \\ ВНД_i(\max) &\geq ВНД^{\min} \end{aligned}, (i = 1, 2, \dots, n) \quad (19)$$

В противном случае требуется более детально провести анализ базовых вариантов разработки и по совокупности критериев выявить наиболее эффективный вариант. Дополнительно рекомендуется определить параметр  $\phi$  – количество расчетных вариантов  $B_{i,j}$  базового варианта  $A_i$  разработки, для которых значения  $ВНД_{i,j}$  превышают установленное минимальное значение  $ВНД^{\min}$ . Чем больше значение  $\phi$ , тем эффективнее вариант разработки:

$$\phi \rightarrow \max, (i=1, 2, \dots, n) \quad (20)$$

Комплексное сопоставление базовых вариантов разработки по выбранным критериям (17)-(20) позволяет обосновать наиболее эффективную систему разработки месторождения по совокупности технико-экономических показателей.

Алгоритм решения данной задачи разбивается на несколько этапов.

На первом этапе анализируются данные о строении залежи, результаты исследований разведочных скважин, сейсморазведки и др. Согласно существующим методам прогнозирования фильтрационных параметров в объеме газового пласта производится построение цифровой модели месторождения, в которой распределение основных параметров носит характер, наиболее приближенный к истинному распределению.

На втором этапе осуществляется формирование расчетных вариантов разработки месторождения. При этом соблюдается следующая последовательность действий:

- Обосновывается или, исходя из определенных ограничений, устанавливается проектный уровень добычи газа.
- Определяются оптимальные длины горизонтальных стволов скважин в пласте согласно представленному алгоритму. Оценивается дебит проектных скважин с учетом геологических условий залежи и определяется требуемый фонд скважин для разработки.
- Исходя из характеристик месторождения, выбираются несколько базовых технически реализуемых вариантов разработки, отличных друг от друга по технико-технологическим показателям, например: с применением подводных комплексов или надводных сооружений; с одним или несколькими кустами скважин и т.д. Определяется система размещения скважин и кустов на площади залежи, последовательность их ввода в эксплуатацию, технологический режим работы отдельных скважин и их производительность и др.

- Формируется матрица возможных реализаций основных фильтрационных параметров пласта: прогнозируется диапазон изменения латеральной проницаемости и анизотропии; определяется возможный характер распределения песчанности.
- Для каждого базового варианта разработки создается равное количество расчетных вариантов, численно соответствующее размеру матрицы прогнозных реализаций фильтрационных параметров пласта.

На третьем этапе с использованием специализированных программных продуктов (VIP, Eclipse, MORE и пр.) рассчитываются технологические показатели разработки расчетных вариантов. По окончании расчета каждого варианта проверяется выполнение условия (15). Алгоритм реализуется следующим образом: если условие соблюдается, переходят к следующему расчетному варианту; иначе увеличивают фонд скважин, равномерно распределяя их между кустами, расположенными в наиболее продуктивной части залежи, с сохранением постоянным проектного уровня добычи газа. Итерация проводится до момента удовлетворения поставленного условия.

Далее для всех расчетных вариантов определяются экономические показатели освоения. По принятым критериям эффективности (17)-(20) проводится выбор оптимальной системы разработки месторождения.

Блок-схема реализации методики приводится на рисунке.

В четвертой главе проведена оценка экономической эффективности основных результатов диссертационной работы.

На основании алгоритма определения длины горизонтального ствола скважин в условиях геологической неопределенности было скорректировано первоначальное проектное решение по обоснованию конструкции добывающих скважин для разработки Семаковского месторождения, предусматривающее строительство скважин с длиной горизонтального ствола в пласте 750м. По результатам расчетов, проведенных в соответствии с разработанным алгоритмом, определено, что применение скважин с горизонтальным стволом в пласте длиной 750м целесообразно только на низкопродуктивном участке залежи.

Для высокопродуктивного участка залежи в проекте разработки была рекомендована конструкция скважин с длиной ствола 500м, которая в полной мере обеспечивала необходимый уровень добычи газа. Экономический эффект этого решения определялся как экономия денежных средств на строительстве фонда скважин с оптимальной длиной ствола, и составил 9,5 млн. долл.

В соответствии с предложенным методом определения числа резервных скважин был оценен необходимый резервный фонд скважин в количестве 5 единиц для разработки Семаковского месторождения. Обычно фонд резервных скважин принимается равным 10% от числа эксплуатационных скважин, что применительно к проекту разработки Семаковского месторождения составляет 6 единиц. Снижение необходимого числа резервных скважин на 1 единицу позволяет на стадии проектирования



Рисунок – Блок-схема методики выбора эффективной системы разработки морского газового месторождения

экономить капитальные вложения в сумме 27,5 млн. долл.

Практически подтверждается, что методика выбора эффективной системы разработки морского газового месторождения на основе анализа чувствительности технологических показателей к изменению основных фильтрационных параметров пласта позволяет сократить время на обоснование наиболее эффективной системы разработки на 15-20%. Применение этой методики при составлении проектных документов на разработку морских газовых месторождений Северо-Каменномысское и Каменномысское-море позволило сэкономить 1-3 млн.руб. денежных средств.

## ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

1. Существующие методы проектирования разработки газовых месторождений обеспечивают необходимую эффективность на месторождениях суши. Однако для разработки шельфовых месторождений необходимо совершенствование существующих методов с учетом специфических особенностей морской газодобычи.
2. В диссертации созданы методы и алгоритмы, совершенствующие процесс проектирования разработки морских газовых месторождений в условиях высокой неопределенности фильтрационных параметров. Разработанные методы и алгоритмы позволяют определить величину рационального горизонтального отхода забоев системы наклонно-направленных скважин, принять проектные решения по выбору длины горизонтальных стволов в пласте и количества резервных скважин.
3. Создана методика выбора эффективной системы разработки морского газового месторождения, основанная на анализе чувствительности проектных технико-технологических показателей к изменению основных фильтрационных параметров газового пласта. Методика направлена на обоснование проектных решений по разработке месторождения с учетом возможных негативных последствий при неподтверждении исходной геологической информации.
4. Техничко-экономическими расчетами установлено, что предлагаемые методы и алгоритмы способствуют совершенствованию проектирования разработки морских газовых месторождений, а их реализация обеспечивает повышение рентабельности их освоения.
5. Результаты исследований были использованы при подготовке СТО Газпром «Регламент на составление проектных документов по разработке морских нефтяных, газовых и нефтегазоконденсатных месторождений», утвержденного Распоряжением заместителя Председателя Правления ОАО «Газпром» А.Г. Ананенковым от 24.02.2009г. № 37.

**Основные результаты диссертационной работы отражены в следующих публикациях:**

1. Евстафьев И.Л. Выбор оптимального положения стволов системы наклонно-направленных скважин в продуктивном пласте / И.Л. Евстафьев, Р.Е. Бабаянц, Т.А. Евстафьева // Тезисы науч.-практич. семинара молодых ученых и специалистов ООО «ВНИИГАЗ»: Развитие новых технологий в газовой промышленности, 29 ноября - 2 декабря, 2007. – Москва, 2007. – С. 8.

2. Евстафьев И.Л. Учет природных факторов при применении подводных добычных комплексов в замерзающих морях // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – №2. – С. 35-37.

3. Евстафьев И.Л. Особенности разработки нижнемеловых отложений на месторождениях акватории Обской и Тазовской губ и прибрежной суши / И.Л. Евстафьев, А.М. Семенов, Т.А. Евстафьева // Освоение морских нефтегазовых месторождений: состояние, проблемы и перспективы: Сб. науч. трудов – М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2008. – С. 87-93.

4. Евстафьев И.Л. Чувствительность показателей разработки к изменению параметров фильтрационной модели сеноманской залежи морского газового месторождения при различных концепциях обустройства / И.Л. Евстафьев, А.М. Семенов, Ю.Я. Чернов // Технологии нефти и газа. – 2008. – №6. С. 60-64.

5. Евстафьев И.Л. Расчет коэффициента резерва скважин при разработке морских газовых месторождений / И.Л. Евстафьев, М.Н. Мансуров // Газовая промышленность. – 2009. – №4. С. 34-36.

6. Евстафьев И.Л. Об оптимизации радиуса отхода добывающих скважин на морском газовом месторождении / И.Л. Евстафьев, А.М. Семенов, Ю.Я. Чернов // Технологии нефти и газа. – 2009. – №2. – С. 49-51

7. Евстафьев И.Л. Алгоритм принятия проектных решений по обоснованию длины горизонтального ствола морских газовых скважин // И.Л. Евстафьев, М.Н. Мансуров // Газовая промышленность. – 2009. – №6(633). – С. 49-54.

8. Евстафьев И.Л. Расчет поправки к радиусу отхода забоев на интерференцию скважин в кусте // Технологии нефти и газа. – 2009. – №4. – С. 52-54.

Подписано к печати « 05 » октября 2009г.

Заказ № 5406

Тираж 100 экз.

Объем 1 уч-изд. л. Ф-т 60x84/16

Отпечатано в типографии ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Московская обл., Ленинский р-н, п. Развилка