



На правах рукописи

**Исаева Наталья Александровна**

**РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ И МЕТОДОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ  
ХРАНЕНИЯ ПОПУТНОГО ГАЗА В ПЛАСТАХ-КОЛЛЕКТОРАХ  
ВРЕМЕННЫХ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ**

Специальность: 25.00.17 - Разработка и эксплуатация  
нефтяных и газовых месторождений

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание учёной степени

кандидата технических наук

13 ОКТ 2011

**Москва - 2011**

Работа выполнена в Обществе с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ») и Российском государственном университете нефти и газа имени И.М. Губкина

- Научный руководитель** – доктор технических наук  
Михайловский Александр Артёмович
- Официальные оппоненты** – доктор технических наук, профессор  
Васильев Юрий Николаевич
- кандидат технических наук  
Тупысев Михаил Константинович
- Ведущая организация** – ОАО «Газпром промгаз»

Защита диссертации состоится «02» ноября 2011 г. в 13 часов 30 минут на заседании диссертационного совета Д 511.001.01, созданного при ООО «Газпром ВНИИГАЗ», по адресу: 142717, Московская область, Ленинский район, пос. Развилка, ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

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

Автореферат разослан «28» сентября 2011 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета,  
д. г.-м. н.



Н.Н.Соловьев

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### Актуальность темы

В последние годы, по официальным данным, уровень использования попутного газа в большинстве работающих на территории России нефтяных компаний не превышает 70 - 75%. Наибольшие сложности его использования возникают в отдалённых малоосвоенных регионах конденсато- и нефтедобычи, в которых отсутствует газотранспортная система для поставок газа внешним потребителям. Перспективным направлением решения задачи использования не менее 95% попутного газа, особенно на начальных этапах разработки нефтегазоконденсатных месторождений, является закачка, хранение и накопление в течение нескольких лет излишков попутного газа в пластах-коллекторах временных подземных хранилищ (ВПХГ). Сооружение ВПХГ позволяет своевременно вводить в разработку нефтегазоконденсатные месторождения, избегая сжигания на факельных установках и сохраняя значительные объёмы попутного газа, растворенного в нефти и прорывающегося из газовых шапок месторождений. Накопленные объёмы попутного газа на ВПХГ в дальнейшем могут быть использованы для поставок внешним потребителям, на собственные нужды промыслов или для газового воздействия на нефтяные пласты.

Режим многолетней закачки, сложные геологические условия ограниченного количества возможных объектов хранения, особенности состава и физико-химических свойств попутного газа обуславливают газогидродинамические риски и возникновение специфических задач при сооружении и эксплуатации ВПХГ. Существующая технология подземного хранения природного газа в пластах-коллекторах не позволяет в полной мере решать эти задачи. Это предопределяет актуальность научного обоснования и необходимость разработки технологии и методов регулирования хранения попутного газа в пластах-коллекторах ВПХГ.

Целью работы является разработка технологии и методов регулирования многолетней закачки и хранения излишков попутного газа в пластах-коллекторах временных подземных хранилищ, сооружаемых в газовых, газоконденсатных залежах и газовых шапках нефтегазоконденсатных месторождений, водоносных горизонтах, для обеспечения безопасности и повышения эффективности их сооружения, эксплуатации и надёжности функционирования.

### Основные задачи исследований

1. Разработка технологии многолетней закачки и хранения попутного газа в пластах-коллекторах ВПХГ на нефтегазоконденсатных месторождениях, расположенных в отдалённых малоосвоенных регионах нефтедобычи со сложными климатическими, орографическими и геологическими условиями.
2. Исследование методов регулирования закачки и хранения попутного газа на

моделях элементов пластов-коллекторов ВПХГ, обеспечивающих необходимые темпы и объёмы закачки, сохранность закачанных объёмов при многолетнем повышении давления выше начального в объекте хранения.

3. Апробация разработанной технологии и методов регулирования закачки и хранения попутного газа на реальных объектах ВПХГ с разными горно-геологическими и гидродинамическими условиями.

4. Исследование влияния технико-экономических показателей ВПХГ на темпы ввода в разработку и уровень добычи нефти на нефтегазоконденсатных месторождениях в отдалённых малоосвоенных регионах.

#### **Научная новизна**

Обоснована возможность многолетней закачки и хранения попутного газа в газовых шапках разрабатываемых нефтегазоконденсатных месторождений без практически значимого увеличения газового фактора добываемой продукции на начальных этапах разработки за счёт выбора проектного расположения горизонтальных газонагнетательных, нефтедобывающих и водонагнетательных скважин по площади и по разрезу пласта. Разработан метод расчёта давления на газонефтяном контакте при закачке попутного газа, позволяющий выбирать проектное положение горизонтального ствола газонагнетательной скважины по высоте газовой шапки.

Результаты проведённых исследований показали, что расчётные значения максимально допустимого давления нагнетания газа в объект хранения с использованием традиционного подхода, основанного на решении задачи «оценки прочности геологических структур» Ю.П. Желтовым, получаются завышенными. Разработан метод расчёта максимально допустимого давления на основе модели E.R. Simonson применительно к геологическим объектам хранения, представленным разными парами литотипов горных пород, позволяющий получать значения, адекватные данным мирового опыта проведения гидроразрыва пласта. Установлено, что темпы и объёмы закачки газа в объекты хранения ограничиваются не максимально допустимым пластовым давлением из условий герметичности покрышки, а максимально допустимым забойным давлением, которое зависит от пластового давления.

Разработаны методы регулирования закачки и хранения попутного газа в неразрабатываемых газовых, газоконденсатных залежах и газовых шапках нефтегазоконденсатных месторождений. Предложенные методы заключаются в площадном и селективном по разрезу пласта распределении темпов и объёмов закачки, регулировании забойного давления в газонагнетательных скважинах, снижении репрессии на пласт путём интенсификации оттока от скважин. Внедрение этих методов позволяет обеспечить необходимые темпы и объёмы закачки, повысить надёжность хранения газа путём снижения газогидродинамических рисков, связанных с уходом газа за пределы ловушки, расформированием нефтяной части залежи, нарушением герметичности покрышки.

На базе исследований темпов ввода в разработку и проектного уровня

добычи нефти на нефтегазоконденсатных месторождениях, расположенных в отдалённых малоосвоенных регионах, обосновано, что учёт технико-экономических показателей сооружения временных подземных хранилищ попутного газа в комплексных проектах разработки месторождений позволяет повысить экономическую эффективность этих проектов.

#### **Защищаемые положения**

1. Усовершенствованный метод расчёта максимально допустимого давления нагнетания газа на забое скважин, обеспечивающего герметичность геологических объектов хранения, с учётом обобщения результатов исследований трещинообразования при гидравлическом разрыве пласта.
2. Методы регулирования забойного давления и репрессии в газонагнетательных скважинах, темпов и объёмов закачки попутного газа при многолетнем повышении пластового давления выше начального в неразрабатываемых газовых, газоконденсатных залежах и газовых шапках нефтегазоконденсатных месторождений.
3. Способ регулирования многолетней закачки и хранения в газовых шапках нефтегазоконденсатных месторождений попутного газа, растворённого в нефти и свободного прорывного, на основе выбора по площади и толщине пласта расположения горизонтальных газонагнетательных скважин, позволяющий сократить объёмы прорывов газа к нефтедобывающим скважинам, вызванных его закачкой.
4. Метод учёта технико-экономических показателей сооружения временных подземных хранилищ попутного газа в качестве дополнительного фактора при обосновании темпов ввода в разработку и проектного уровня добычи нефти на нефтегазоконденсатных месторождениях в отдалённых труднодоступных регионах.

#### **Практическая ценность**

Разработана технология многолетней закачки и хранения излишков попутного газа в пластах-коллекторах, которая позволяет без сжигания этих излишков на факельных установках обеспечивать своевременный ввод и рациональную разработку нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений в малоосвоенных регионах, удалённых от основных потребителей и газотранспортных систем. Внедрение разработанной технологии позволяет довести уровень использования попутного газа до 95%, выполнять лицензионные требования по недропользованию и охране окружающей среды.

Результаты диссертационной работы использованы при составлении технологических проектов сооружения и эксплуатации временных подземных хранилищ попутного газа на Ново-Часельском, Харампурском, Юрубчено-Тохомском, Верхнечонском месторождениях, выполненных ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Разработанные системы хранения попутного газа и методы его регулирования прошли успешную промышленную апробацию на месторождениях нефтяных компаний ОАО «НК Роснефть», ОАО «НК Лукойл», ОАО «ТНК-ВР».

### **Апробация работы**

Основные результаты выполненных исследований докладывались и обсуждались на отраслевых и международных конференциях, научных семинарах, производственных научно-технических советах, среди которых:

- Седьмая Всероссийская конференция молодых ученых, специалистов и студентов «Новые технологии в газовой промышленности», 2007, Москва;
- Вторая международная конференция ОАО «Газпром» «ПХГ: надёжность и эффективность (UGS-2008)», 2008, Москва;
- научно-технический совет корпоративного научно-технического Центра ОАО «Роснефть», 2008, Москва;
- Первая научно-техническая конференция молодых специалистов ООО «Газпром ПХГ», 2009, Ставрополь;
- Восьмая Всероссийская конференция молодых ученых, специалистов и студентов «Новые технологии в газовой промышленности», 2009, Москва;
- Вторая научно-практическая молодежная конференция «Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность», 2010, Москва;
- Региональный технологический форум ТНК-ВР – Сибирский форум «гринфилдов», 2011, Иркутск.

### **Публикации**

Основные результаты диссертации опубликованы в 14 статьях, в том числе в 3-х статьях в изданиях, включенных в “Перечень... ” ВАК Минобрнауки РФ.

### **Структура и объём диссертации**

Диссертационная работа состоит из введения, четырёх глав, заключения, списка использованных источников. Содержание работы изложено на 122 страницах машинописного текста, содержит 44 рисунка, 12 таблиц. Список использованных источников включает 93 наименования.

## КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

*Во введении* обоснована актуальность темы исследований, определена цель работы, поставлены задачи исследований, сформулированы защищаемые положения, дана научная новизна и практическая ценность полученных результатов работы.

*В первой главе* рассмотрен комплекс вопросов, связанных с разработкой технологии многолетней закачки и хранения попутного газа в пластах-коллекторах ВПХГ на основе существующей технологии циклической эксплуатации подземных хранилищ природного газа (ПХГ).

Значительный вклад в разработку и развитие технологии подземного хранения природного газа внесли О.Е. Аксютин, А.Е. Арутюнов, С.Н. Бузинов, П.А. Гереш, О.Н. Грачёва, Н.А. Егурцов, С.Н. Закиров, Г.А. Зотов, А.П. Зубарев, В.А. Казарян, Л.Г. Кульпин, Е.В. Левыкин, М.В. Лурье, М.В. Максимов, Б.А. Резник, Г.И. Солдаткин, С.И. Трегуб, С.А. Хан, А.Л. Хейн, И.А. Чарный, А.И. Ширковский.

ВПХГ рассматривается как горно-техническое предприятие, предназначенное для многолетней закачки, хранения и последующего отбора закачанных объёмов газа. Оно включает геологический объект хранения, систему скважин разного назначения, наземные инженерно-технические сооружения.

Внедрение технологии многолетней закачки и хранения попутного газа наиболее перспективно на новых нефтегазоконденсатных месторождениях, расположенных в отдалённых труднодоступных регионах. В России к таким регионам относятся Восточная Сибирь, малоосвоенные территории Западной Сибири. Они характеризуются низкими зимними температурами воздуха, сложными орографическими и геологическими условиями. При этом область поиска геологических объектов для закачки и хранения попутного газа значительно сужена, как правило, размерами лицензионных участков недр. В таких условиях для сооружения ВПХГ могут использоваться объекты, которые обычно рассматриваются как малопригодные для создания ПХГ, сложного геологического строения с низкими фильтрационно-емкостными свойствами и пластовыми температурами. Процесс закачки попутного газа в пласт-коллектор может сопровождаться технологическими осложнениями, связанными с гидрато- и солеобразованиями. В связи с этим разработана технология многолетней закачки и хранения попутного газа в пластах-коллекторах, основанная на адаптации технологии подземного хранения природного газа к климатическим, орографическим, геологическим условиям объектов для сооружения ВПХГ, особенностям режима их функционирования, состава и физико-химических свойств попутного газа.

Технология многолетней закачки и хранения попутного газа в пластах-коллекторах включает последовательное выполнение следующих производственных операций: сепарация углеводородного и водного конденсата попутного газа после установки подготовки нефти, осушка газа до расчётной точки росы газа по влаге и углеводородам; очистка от механических примесей; компримирование; охлаждение газа; транспортировка его по промысловому коллектору и шлейфам к устьям газонагнетательных скважин; закачка через газонагнетательные скважины в пласт-коллектор; наблюдение и контроль герметичности объекта хранения.

При сооружении ВПХГ в пластах-коллекторах рассматривается следующий комплекс вопросов: выбор геологического объекта хранения; обоснование параметров системы подготовки и компримирования попутного газа после установки подготовки нефти; определение рациональной схемы внутрипромысловой транспортировки попутного газа; обоснование ограничений и условий распределения заданной суточной производительности ВПХГ по скважинам или группам скважин с учётом их разнородности; разработка рациональной схемы размещения газонагнетательных скважин; обоснование системы наблюдения и контроля за герметичностью хранилища; обоснование системы отбора закачанных объёмов газа.

В качестве объектов для ВПХГ рассматриваются газовые и газоконденсатные залежи, газовые шапки нефтегазоконденсатных месторождений и водоносные горизонты.

Анализ климатических и орографических условий объектов для ВПХГ, а также физико-химических свойств попутного газа позволил выявить основные элементы технологической схемы его подготовки и транспортировки к устьям газонагнетательных скважин в период закачки. К ним относятся сепаратор, система осушки газа, компрессорная станция, система охлаждения газа, коллектор высокого давления, газораспределительный пункт, шлейфы скважин, узел замера и регулирования расхода газа. Низконапорный попутный газ после установки подготовки нефти следует дополнительно подготавливать с целью предупреждения выпадения гидратов и углеводородного конденсата в промысловых трубопроводах, скважинах и в призабойной зоне пласта, растепления многолетнемерзлых пород.

В работе показано, что сооружение ВПХГ на вновь вводимых месторождениях во многих случаях сопряжено с повышенными геолого-технологическими рисками недостижения проектных показателей. С целью снижения рисков в работе предложена концепция поэтапного сооружения хранилища с выделением нескольких очередей строительства и инвестиций. Поэтапное сооружение ВПХГ позволяет последовательно решать вопросы, связанные с уточнением фильтрационно-емкостных свойств пласта-коллектора, приемистости, потребного количества и рационального размещения проектных газонагнетательных скважин, герметичностью ранее пробуренных скважин и возможностью их использования для нужд ВПХГ.

Разработанная концепция поэтапного сооружения ВПХГ предусматривает обоснование на каждой стадии проектирования резервов основных производственных мощностей (количество скважин, мощность компрессорной станции) по двум направлениям. Первое направление связано с компенсацией недостижения проектных показателей ВПХГ на случай неподтверждения исходных геолого-промысловых данных по объекту хранения, второе – с недостоверностью прогнозов газового фактора и объёмов добычи попутного газа.

*Во второй главе* приведены результаты анализа основных газогидродинамических рисков, которые сопряжены с внедрением технологии многолетней закачки и хранения попутного газа в пластах-коллекторах, предложены методы регулирования, направленные на снижение этих рисков. Представлены результаты исследований методов регулирования хранения попутного газа на моделях элементов пластов-коллекторов ВПХГ.

В работе проведён сопоставительный анализ основных газогидродинамических рисков при сооружении и эксплуатации ПХГ и ВПХГ (таблица 1).

В настоящее время с целью снижения газогидродинамических рисков на ПХГ разработаны и широко применяются методы регулирования закачки и



отбора природного газа. Большой вклад в их разработку внесён в работах Д.И. Астрахана, С.Н. Бузинова, С.А. Варягова, А.М. Власова, А.В. Григорьева, С.Н. Закирова, А.Л. Ковалёва, А.А. Михайловского, В.И. Парфёнова, С.А. Хана, И.А. Чарного, Е.В. Шеберстова. К основным методам регулирования на ПХГ можно отнести повышение давления нагнетания, площадное и селективное по толщине пласта регулирование закачки и отбора газа, интенсификацию притока к скважинам.

**Таблица 1** – Основные газогидродинамические риски хранения природного газа на ПХГ и многолетней закачки и хранения попутного газа на ВПХГ

Объект хранения	ПХГ	ВПХГ
<i>Газовые залежи и водоносные горизонты при проявлении водонапорного режима</i>	Растекание газа по площади, уменьшение активного объёма газа и увеличение буферного объёма газа. Опережающее подтягивание подошвенных вод, преждевременное обводнение эксплуатационных скважин, уменьшение дренируемого объёма газа в процессе циклической эксплуатации	Растекание газа по площади, уменьшение коэффициентов рентабельного извлечения хранимого газа. Уход газа за замок ловушки при многолетнем повышении пластового давления в периоды закачки, простоя и отбора газа из хранилища
<i>Газовые залежи при проявлении газового режима</i>	Образование глубоких депрессионных воронок при низких фильтрационно-емкостных свойствах пласта-коллектора, уменьшение производительности скважин	Образование высоких репрессивных воронок при низких фильтрационно-емкостных свойствах пласта-коллектора. Превышение давления нагнетания максимально допустимой величины из условия герметичности покрышки
<i>Газовые шапки нефтегазоконденсатных залежей</i>	Расформирование нефтяной оторочки (части) и снижение дебитов нефтедобывающих скважин в процессе циклической эксплуатации ПХГ в результате периодически происходящих прорывов газа к забоям скважин	Расформирование нефтяной оторочки (части) в результате образования устойчивых “конусов” газа, снижение дебитов нефтедобывающих скважин

Под регулированием хранения попутного газа в пластах-коллекторах ВПХГ понимается воздействие на фильтрационные процессы, происходящие в объекте хранения при многолетней закачке попутного газа. Проведенный в диссертации сравнительный анализ показал, что внедрение методов регулирования характеризуется разными эффектами на объектах ПХГ и ВПХГ (табл. 2).

В работе при исследовании методов регулирования многолетней закачки и хранения попутного газа в пластах-коллекторах ВПХГ решены следующие

задачи:

- определение максимально допустимого давления нагнетания попутного газа в пласты-коллекторы при использовании метода регулирования забойного давления в газонагнетательных скважинах;
- определение рационального положения горизонтального ствола газонагнетательной скважины при селективном по толщине пласта регулировании темпов и объёмов закачки попутного газа в газовую шапку нефтегазоконденсатной залежи;
- разработка условий проведения гидроразрыва пласта (ГРП) на скважинах ВПХГ при регулировании репрессии на пласт путём интенсификации оттока.

**Таблица 2 – Эффект внедрения методов регулирования на ПХГ и ВПХГ**

<b>Метод регулирования</b>	<b>Эффект на ПХГ</b>	<b>Эффект на ВПХГ</b>
<b>Повышение давления нагнетания газа</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Увеличение активного и уменьшение буферного объёмов газа</li> <li>– Уменьшение количества эксплуатационных скважин</li> <li>– Сокращение объёмов вторгаемых пластовых вод в искусственную газовую залежь</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Увеличение объёма хранения попутного газа в условиях низкопроницаемых пластов-коллекторов</li> <li>– Уменьшение количества газонагнетательных скважин</li> </ul>
<b>Площадное регулирование</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Формирование компактной искусственной газовой залежи по площади с повышенными коэффициентами газонасыщенности</li> <li>– Увеличение дренируемой части общего объёма газа</li> <li>– Уменьшение водо- и пескопроявлений</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Равномерное повышение пластового давления в разно проницаемых участках пласта</li> <li>– Снижение прорывов газа в нефтяную часть залежи</li> <li>– Снижение рисков ухода газа за пределы структуры</li> </ul>
<b>Селективное регулирование</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Формирование искусственной газовой залежи с повышенной газонасыщенной толщиной</li> <li>– Уменьшение водопроявлений в сезон отбора</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Увеличение аккумулируемого объёма</li> <li>– Уменьшение давления на газонефтяной контакт (ГНК) и конусов газа</li> </ul>
<b>Интенсификация скважин</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Увеличение продуктивности скважин и суточной производительности ПХГ</li> <li>– Уменьшение количества эксплуатационных скважин</li> <li>– Бескомпрессорный отбор</li> <li>– Уменьшение депрессии на пласт</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Увеличение приемистости и уменьшение количества газонагнетательных скважин</li> <li>– Приобщение к активному аккумулярованию слабопроницаемых пропластков и участков</li> <li>– Уменьшение репрессии на пласт, снижение давления нагнетания попутного газа</li> </ul>

На ВПХГ и ПХГ, объекты хранения которых представлены низкопроницаемыми коллекторами, при закачке газа могут образовываться

высокие репрессивные воронки пластового давления. Поэтому максимально допустимое давление нагнетания газа из условий герметичности покрышки оказывается решающим фактором при обосновании темпов закачки и объёмов хранения попутного и природного газа. Распространённым подходом к расчёту максимально допустимого давления нагнетания является использование теории гидроразрыва пласта для оценки условий образования вертикальных трещин.

Исследованиям механизма трещинообразования на основе анализа отечественного и зарубежного опыта проведения ГРП посвящены работы Ю.Н. Васильева, Р.Д. Каневской, И.В. Кривоносова, В.А. Реутова, I.S. Abou-Sayed, M.J. Economides, J.L. Gidley, S.A. Holditch, Z.A. Moschovidis, D.E. Nierode, K.G. Nolte, C.D. Parker, H.S. Price, A. Settari, R.W. Veatch, N.R. Warpinski и др. Результаты исследований показывают, что на глубине более 1000 м образуются, как правило, вертикальные трещины. Для раскрытия вертикальной трещины необходимо преодолеть горизонтальную составляющую горного давления (боковое горное давление), сдерживающую образование трещины. Боковое горное давление меньше или равно горному давлению, может превышать его лишь в случаях высоких тектонических напряжений в горизонтальной плоскости.

В традиционно применяемом методе расчёта максимально допустимого давления используется зависимость (1), предложенная Ю.П. Желтовым, на основе которой Э.Л. Гусевым проведены исследования применительно к геологическим объектам ПХГ с песчаными пластами-коллекторами и глинистыми пластами-покрышками (2) - (3):

$$P = P_{\text{бок}}^{\text{покр}} + P_{\text{пл}} - \left( P_{\text{бок}}^{\text{покр}} - P_{\text{бок}}^{\text{кол}} \right) \cdot \left( 1 - \frac{2}{\pi} \arccos \frac{\beta}{\beta + 2} \right) \quad (1)$$

$$P_{\text{бок}}^{\text{кол}} = \frac{\nu^{\text{кол}}}{1 - \nu^{\text{кол}}} (P_{\text{горн}} - P_{\text{пл}}) \quad (2)$$

$$P_{\text{бок}}^{\text{покр}} = 0,6 \div 0,8 \cdot P_{\text{горн}} \quad (3)$$

Расчёты традиционным методом (Метод 1) показывают, что максимально допустимое давление нагнетания выше давления смыкания вертикальной и горизонтальной трещины, поскольку  $P$  выше бокового горного давления пласта-коллектора  $P_{\text{бок}}^{\text{кол}}$  и пласта-покрышки  $P_{\text{бок}}^{\text{покр}}$ , а также выше горного давления  $P_{\text{горн}}$  при некоторых значения отношения толщины коллектора к толщине покрышки  $\beta$  (рисунок 1).

В диссертации на основе проведённых исследований установлена неадекватность традиционного метода расчёта максимально допустимого давления нагнетания современным представлениям об условиях образования трещин гидроразрыва пласта. В связи с этим разработан усовершенствованный метод расчёта максимально допустимого давления нагнетания с использованием формулы (4), предложенной E.R. Simonson. Согласно этому

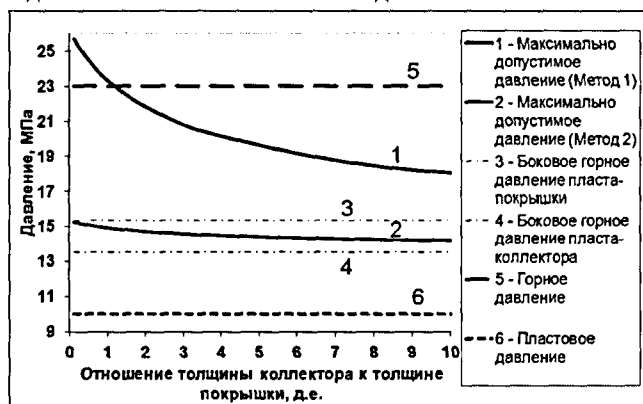
методу в расчёте бокового горного давления пласта-коллектора по формуле (5) предлагается учитывать его рост с увеличением пластового давления  $P_{пл}$  с учётом постоянной Био  $\alpha_B$  (порозластической константы). Боковое горное давление покрышки предлагается рассчитывать в зависимости от коэффициента Пуассона породы пласта-покрышки  $\nu^{покр}$  с использованием формулы (6):

$$P = P_{бок}^{кол} + (P_{бок}^{покр} - P_{бок}^{кол}) \cdot \left(1 - \frac{2}{\pi} \arcsin \frac{\beta}{\beta + 2}\right) \quad (4)$$

$$P_{бок}^{кол} = \frac{\nu^{кол}}{1 - \nu^{кол}} (P_{горн} - \alpha_B P_{пл}) + \alpha_B P_{пл} \quad (5)$$

$$P_{бок}^{покр} = \frac{\nu^{покр}}{1 - \nu^{покр}} P_{горн} \quad (6)$$

Сравнение результатов расчётов максимально допустимого давления закачки традиционным методом (Метод 1) по формулам (1) - (3) и предлагаемым усовершенствованным (Метод 2) по формулам (4) - (6), представлено на рисунке 1. В расчёте принимался коэффициент Пуассона глинистого пласта-покрышки 0,4 и песчаного пласта-коллектора 0,29 при заданном постоянном пластовом давлении.



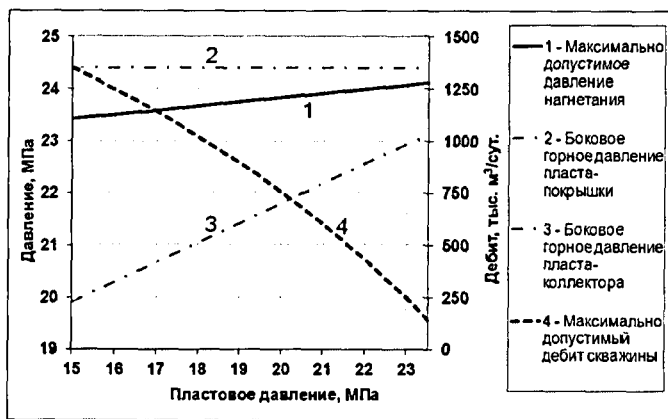
**Рисунок 1 -**  
Сравнение оценок  
максимально  
допустимого  
давления  
нагнетания

Полученные результаты показывают, что рассчитываемое усовершенствованным методом максимально допустимое давление закачки в зависимости от относительной толщины пласта-коллектора лежит в диапазоне между боковым горным давлением пласта-коллектора и боковым горным давлением покрышки. Эти результаты являются адекватными данным мирового опыта проведения гидроразрыва пласта.

Усовершенствованный метод позволяет получать достоверные значения максимально допустимого давления нагнетания в разных горно-геологических условиях для терригенных и карбонатных пластов-коллекторов, глиняных и

соляных пластов-покрышек. Проведённые исследования показали, что поскольку значение коэффициента Пуассона может варьироваться в широких пределах, для достоверного расчёта необходимо адресное лабораторное определение коэффициента на керновом материале коллектора и покрышки каждого геологического объекта совместно с комплексом геофизических исследований.

Традиционно в технологических расчётах закачки газа в пласты-коллекторы в качестве ограничивающего фактора принимается максимально допустимое пластовое давление. Проведёнными исследованиями установлено, что основным фактором, ограничивающим темпы и объёмы закачки газа в объекты хранения, является не максимально допустимое пластовое давление, а максимально допустимое забойное давление или репрессия на пласт. Анализ зависимостей (4) - (6) показывает, что максимально допустимое давление нагнетания газа в пласт-коллектор является функцией пластового давления. Максимальное превышение допустимого давления закачки над начальным пластовым давлением увеличивается в процессе закачки, поскольку напряжение смыкания трещины гидроразрыва в пласте-коллекторе увеличивается по мере роста порового давления. При этом в начальные периоды закачки газа на ПХГ и ВПХГ можно создавать большую репрессию на пласт, по мере повышения пластового давления репрессия должна уменьшаться. В связи с этим максимально допустимый дебит скважины изменяется с ростом пластового давления при закачке газа (рисунок 2).



**Рисунок 2 –**  
Зависимость  
максимально  
допустимого  
давления  
нагнетания газа и  
максимально  
допустимого  
дебита скважины  
от пластового  
давления при  
закачке газа в  
пласт-коллектор

В работе на основе исследований селективного по толщине пласта регулирования закачки попутного газа на ВПХГ решена задача выбора проектного положения горизонтального ствола газонагнетательной скважины по высоте газовой шапки. Рациональное положение горизонтального ствола позволяет снизить конусы газа в нефтяной части нефтегазоконденсатной залежи в процессе многолетней закачки попутного газа. Автором разработан метод расчёта давления на газонефтяном контакте (ГНК) при закачке

попутного газа. Предложенный метод позволяет обоснованно выбирать положение горизонтального ствола газонагнетательной скважины по высоте газовой шапки с учётом воздействия на нефтяную оторочку на основе расчёта потерь давления при фильтрации газа от ствола скважины до газонефтяного контакта.

При расчёте давления ГНК рассматривается следующая модельная схематизация: горизонтальная скважина полностью вскрывает полоосообразный однородный анизотропный пласт, представленный газовой шапкой постоянной высоты; отток газа от скважины происходит при нелинейном законе фильтрации. Распределение давления в процессе закачки попутного газа определяется с использованием аналитической модели, предложенной З.С. Алиевым, в которой истинная область фильтрации газа заменяется фиктивной областью с суммарным сопротивлением пласта, эквивалентным истинному фильтрационному сопротивлению. В расчётах учитываются потери давления на трение по длине горизонтального ствола, зависимость дебита скважины от её расположения по толщине пласта.

Конечное выражение для оценки давления на ГНК  $P_{ГНК}$  на  $i$ -ом участке длиной  $\Delta l$ , представляется в следующем виде:

$$P_i^2 - P_{ГНКi}^2 = \frac{a^* D_i}{v \cdot \Delta l} \left[ \frac{2}{h_2} \left( h_2 + R_c \ln \frac{R_c}{R_c + h_2} \right) \right] + \frac{b^* (D_i)^2}{2\Delta l^2} \left[ \frac{2}{h_2} \left( \ln \frac{R_c + h_2}{R_c} - \frac{h_2}{R_c + h_2} \right) \right], \quad (7)$$

где  $a^* = \frac{\mu Z T_{nl} P_{am}}{\kappa T_{cm}}$ ,  $b^* = \frac{\rho_{cm} z T_{nl} P_{am}}{l T_{cm}}$ ,  $v = \sqrt{\frac{k_{верт}}{k_{гор}}}$ .

В выражении (7) давлению на газонефтяном контакте  $P_{ГНК}$  на  $i$ -ом участке соответствует давление на стенке горизонтального ствола скважины  $P_i$  и расход газа  $D_i$ , приходящийся на часть пласта от скважины до ГНК высотой  $h_2$ .

Поскольку в процессе закачки максимальное давление на стенке скважины соответствует начальному участку интервала перфорации, то в расчётах давления на ГНК в первую очередь рассматривался этот участок. Эффект переноса горизонтального ствола скважины от ГНК в прикровельную часть определяется уменьшением давления на газонефтяной контакт при заданной репрессии на пласт.

В результате проведенного параметрического анализа зависимости давления на ГНК выявлены основные факторы, влияющие на эффективность переноса горизонтального ствола скважины в прикровельную часть. К ним отнесены высота газовой шапки, проницаемость пласта и анизотропия, радиус контура питания скважины. При большой высоте газовой шапки и прикровельном расположении горизонтального ствола снижается давление на ГНК при закачке с заданной репрессией. При расположении горизонтального

окончания не симметрично относительно кровли пласта и поверхности ГНК дебит скважины уменьшается, причем отклонение дебита от максимально возможного возрастает при увеличении высоты газовой шапки. Чем выше анизотропия и проницаемость пласта-коллектора и чем меньше радиус контура питания скважины, тем более эффективно перенесение горизонтального участка ствола скважины в прикровельную часть пласта с целью уменьшения давления на нефтяную часть залежи.

В работе проведены исследования эффективности гидроразрыва низкопроницаемых пластов-коллекторов ВПХГ с целью снижения репрессии на пласт и уменьшения давления нагнетания или увеличения приёмистости и уменьшения количества скважин. Дополнительным эффектом от проведения ГРП на скважинах ВПХГ является приобщение к активному аккумулярованию слабопроницаемых пропластков и участков, увеличение объёмов хранения попутного газа.

Автором развивается технология ГРП путём рассмотрения дополнительных ограничивающих условий для газонагнетательных скважин ВПХГ. При проведении ГРП необходимо создать трещину гидроразрыва в призабойной зоне пласта большой длины и проводимости и обеспечить безопасную эксплуатацию хранилища с сохранением герметичности покрышки. Поэтому на забое скважины должно обеспечиваться давление  $P_3$ , выше давления смыкания трещины в пласте-коллекторе  $P_1$ , но ниже давления раскрытия трещины в пласте-покрышке  $P_2$ , т.е.  $P_1 < P_3 < P_2$ ,

$$\text{где } P_1 = P_{\text{бок}}^{\text{кол}} = \frac{\nu^{\text{кол}}}{1 - \nu^{\text{кол}}} (P_{\text{горн}} - \alpha_B P_{\text{пл}}) + \alpha_B P_{\text{пл}}, \quad (8)$$

$$P_2 = P_1 + 0,5(P_{\text{бок}}^{\text{покр}} - P_{\text{бок}}^{\text{кол}}). \quad (9)$$

Проведённый анализ расчётных формул (8) – (9) показал, что давление смыкания трещины растёт по мере роста пластового давления. В связи с этим, для уменьшения затрат на операцию в работе рекомендовано проводить ГРП газонагнетательных скважин на начальном этапе сооружения ВПХГ, когда давление в пласте минимально. Выполненный анализ позволил также выявить основные ограничивающие факторы применения ГРП для интенсификации скважин на ВПХГ, такие как: небольшие толщины пласта-коллектора и/или пласта-покрышки; низкие упругие свойства пласта-покрышки относительно свойств пласта-коллектора; высокая расчлененность пласта-коллектора; плохое техническое состояние пробуренного фонда скважин. Определены наиболее предпочтительные геологические условия объектов хранения попутного газа для применения ГРП с целью интенсификации газонагнетательных скважин. К таким объектам отнесены те, которые характеризуются однородными низкопроницаемыми пластами-коллекторами большой толщины и низким коэффициентом Пуассона и пластами-покрышками большой толщины и большим коэффициентом Пуассона.

В третьей главе представлены результаты апробации разработанных методов регулирования многолетней закачки и хранения попутного газа в геологических объектах разных типов и строения (на примере Юрубчено-Тохомского, Верхнечонского и Ново-Часельского ВПХГ).

Исследования проводились с использованием разработанных с участием автора математических моделей трёхмерной многофазной нестационарной фильтрации в неоднородной и анизотропной среде с учетом капиллярных и гравитационных сил, имеющей общий вид для каждой фазы (газ, нефть, вода):

$$\begin{aligned} & \operatorname{div} \left[ R_{\beta\alpha} \frac{k_{\beta}}{\mu_{\beta} B_{\beta}} (\operatorname{grad} P_{\beta} - \rho_{\beta} g \cdot \operatorname{grad} h) \right] + \operatorname{div} \left[ \frac{k_{\alpha}}{\mu_{\alpha} B_{\alpha}} (\operatorname{grad} P_{\alpha} - \rho_{\alpha} g \cdot \operatorname{grad} h) \right] = \\ & = \frac{\partial}{\partial t} \left[ \varphi \left( R_{\beta\alpha} \frac{S_{\beta}}{B_{\beta}} + \frac{S_{\alpha}}{B_{\alpha}} \right) \right] + R_{\beta\alpha} q_{\beta} + q_{\alpha} \end{aligned} \quad (10)$$

Плотность  $\rho_{\alpha}$  и вязкость  $\mu_{\alpha}$  фазы  $\alpha$  задавались в виде функции от давления  $P_{\alpha}$ . Относительная фазовая проницаемость  $k_{\alpha}$  задавалась в виде функции насыщенности  $S_{\alpha}$ . Пористость пласта  $\varphi$  задавалась в виде функции от порового давления и сжимаемости породы. В системе уравнений (10) учитывался массообмен между нефтью и газом (фазами  $\beta$  и  $\alpha$ ) через объёмный

коэффициент растворимости  $R_{\beta\alpha} = \frac{V_{\beta\alpha}^{cm}}{V_{\alpha}^{cm}}$  и объёмный фактор  $B_{\alpha} = \frac{V_{\alpha} + V_{\beta\alpha}}{V_{\alpha}^{cm}}$

фазы  $\alpha$  с учётом растворимости в ней фазы  $\beta$ . Массообмен нефти и газа с водой пренебрегался.

Получаемые результаты расчётов технологических показателей ВПХГ проверялись на упрощенных моделях (балансовых, профильных, двумерных) с заданием эквивалентных фильтрационно-емкостных свойств, начальных и граничных условий, а также режимов закачки и отбора газа.

Разработка систем закачки и методов регулирования хранения попутного газа в газовых шапках нефтегазоконденсатных месторождений рассмотрена на примере Юрубчено-Тохомского ВПХГ. Объект хранения представлен газовой шапкой крупной по запасам нефтегазоконденсатной залежи, при разработке нефтяной части которой добывается основная часть попутного газа в виде растворённого в нефти и прорывного свободного газа. Массивная залежь представлена карбонатным пластом-коллектором рифейских отложений с интенсивно развитой трещиноватостью, проницаемостью по ГДИ и по керну 310 и 43 мД соответственно, коэффициентом анизотропии 0,41, средней газонасыщенной и нефтенасыщенной толщиной 43,3 и 41,9 м соответственно. Начальная пластовая температура и давление в газовой шапке составляют 27 °С и 21,1 МПа. Нефть в пластовых условиях имеет вязкость 1,01 мПа\*с и плотность 702 кг/м<sup>3</sup>, газовый фактор 191 м<sup>3</sup>/т.

Эксплуатация ВПХГ в данных условиях сопряжена с риском



расформирования нефтяной части за счёт вытеснения нефти газом по системе трещин и образования конусов газа в нефтяной части при значительном повышении пластового давления в районе газонагнетательных скважин, уменьшения дебитов нефтедобывающих скважин в результате прорывов газа, вызванных его закачкой.

С целью уменьшения влияния ВПХГ на разработку нефтяной части разработана схема размещения газонагнетательных скважин и комплекс методов регулирования хранения. Для этого использовалась трёхмерная трёхфазная фильтрационная модель залежи, учитывающая массообмен между нефтяной и газовой фазами. При этом для более детального описания фильтрационных потоков использовалась модель двойной пористости коллектора залежи. Проводилось совместное моделирование процессов добычи нефти, компенсационной закачки воды, закачки попутного газа, продвижения пластовой воды из водоносного бассейна. Объём закачиваемого газа задавался равным объёму добываемого попутного газа за вычетом объёма газа, используемого на собственные нужды промысла.

Схема размещения газонагнетательных скважин выбиралась с учётом направления эксплуатационного разбуривания юрубченской залежи и распределения её фильтрационно-емкостных свойств. В результате определены места заложения кустов газонагнетательных скважин, удаленные от очагов нефтедобычи и характеризующиеся повышенными газонасыщенными толщинами. С точки зрения обеспечения заданных темпов закачки попутного газа и уменьшения давления нагнетания определена длина горизонтального ствола 400 - 500 м газонагнетательных скважин. Исследовались варианты размещения горизонтальных скважин в кусте с учётом наличия стратиграфического выклинивания. Выбрана схема полулучевого размещения горизонтальных окончаний скважин, обеспечивающая наименьший рост пластового давления в районе газонагнетательных скважин.

Использование вышеописанного метода расчёта давления на ГНК в процессе закачки газа позволило выбрать рациональное положение горизонтального окончания ствола газонагнетательной скважины по высоте газовой шапки с учётом его влияния на нефтяную часть залежи и на приёмистость скважин. Проведённые расчёты свидетельствуют о том, что в условиях анизотропного пласта юрубченской залежи наиболее рациональным является прикровельное расположение горизонтальных стволов скважин на 50 - 60 м выше начального ГНК.

Сравнение расчётных вариантов разработки месторождения с закачкой попутного газа в газовую шапку и без его закачки показало, что в первые шесть лет предложенная система закачки попутного газа не приводит к существенной активации продвижения ГНК в нефтяную область и не оказывает негативного влияния на разработку нефтяной залежи. В этот период с целью снижения возможного риска ухудшения технологических показателей разработки нефтяной части залежи дополнительно разработаны следующие рекомендации:

не вводить проектные нефтедобывающие скважины вблизи газонагнетательного куста до окончания эксплуатации ВПХГ; водонагнетательные скважины перенести дальше от газонагнетательных.

Таким образом, на примере юрубченской залежи обоснована возможность многолетней закачки и хранения попутного газа в газовых шапках нефтегазоконденсатных залежей с разрабатываемыми нефтяными частями. Реализация предлагаемого способа регулирования, включающего рациональное расположение горизонтальных газонагнетательных, нефтедобывающих и водонагнетательных скважин по площади и по разрезу, позволяет сократить объёмы прорывов газа к нефтедобывающим скважинам, вызванных его закачкой, и предотвратить практически значимое увеличение газового фактора добываемой продукции на начальных этапах разработки.

Разработка систем закачки и методов регулирования хранения попутного газа в литологически и тектонически ограниченных газовых и газоконденсатных залежах при проявлении газового режима рассмотрена на примере Верхнечонского ВПХГ. Объектом хранения попутного газа являются три газоконденсатные залежи осинского горизонта кембрийских отложений. Наличие гидродинамической связи между ними и законтурной водоносной зоны не предполагается. Карбонатный порово-трещинный пласт-коллектор объекта хранения имеет среднюю толщину 48 м, пористость 9%, проницаемость 10 мД, расчлененность 3,3 пропластка, пластовую температуру 10 - 14 °С, начальное пластовое давление 14,95 МПа. Пласт-коллектор перекрывает выдержанная покрывка каменной соли толщиной 50 м.

Исходные геолого-промысловые данные об объекте хранения Верхнечонского ВПХГ характеризуются невысокой достоверностью и разной степенью изученности залежей, поэтому сооружение рассматриваемого ВПХГ сопряжено с повышенными рисками недостижения проектных технологических показателей. С целью снижения рисков разработана концепция двухэтапного функционирования хранилища с выделением двух очередей строительства. Её реализация позволит последовательно решать вопросы, связанные с уточнением технологических параметров, объёма и сроков инвестиций.

С использованием детальной трёхмерной трёхфазной фильтрационной модели объекта хранения разработана система закачки и методы регулирования хранения попутного газа в осинских залежах Верхнечонского ВПХГ. При этом учитывались особенности геологического строения и степень изученности объекта хранения, риски превышения максимально допустимого давления нагнетания и недостижения необходимых объёмов хранения. В расчётах темпы закачки излишков попутного газа задавались в соответствии с прогнозными объёмами добычи попутного растворённого в нефти и прорывного свободного газа, собственных нужд промысла при разных вариантах разработки месторождения. Разработанный комплекс методов регулирования включает в себя:

– распределение темпов и объёмов закачки между залежами пропорционально

начальным запасам газа, фильтрационными характеристикам и степени изученности;

– выбор рациональной схемы размещения одиночных газонагнетательных скважин в каждой залежи, обеспечивающей максимальный объём аккумуляции попутного газа;

– ограничение забойного давления газонагнетательных скважин максимально допустимой величиной в зависимости от пластового давления;

– выбор профиля газонагнетательных скважин и интервалов вскрытия пласта;

– разработка условий и оценка эффективности проведения ГРП газонагнетательных скважин с целью снижения репрессии на пласт.

Реализация разработанной системы закачки и методов регулирования хранения попутного газа в газоконденсатных залежах осинского горизонта обеспечит своевременный ввод и рациональную разработку нефтяных залежей в ближайшие 8 лет (до строительства соединительного газопровода) путём эффективной и безопасной закачки, хранения и накопления излишков попутного газа.

Особенности систем закачки и методов регулирования хранения попутного газа в газовых и газоконденсатных залежах при проявлении водонапорного режима рассмотрены на примере Ново-Часельского ВПХГ. Объектом хранения попутного газа при разработке месторождений Кынско-Часельской группы является неразрабатываемая газовая залежь сеноманских отложений Ново-Часельского месторождения. Залежь приурочена к структурной ловушке с замыкающей изогипсой, определенной по комплексу сейсмических и геолого-промысловых исследований, на 8 м ниже начального ГВК. Согласно имеющимся данным объект характеризуется средней эффективной газонасыщенной толщиной 8,8 м, высокой проницаемостью (до 1100 мД), повышенной степенью неоднородности (расчлененность 5,1), наличием активных пластовых вод.

В связи с указанными особенностями геологического строения объекта хранения, высокими темпами закачки в течение нескольких лет и большими объёмами хранения попутного газа существует риск ухода газа за замыкающую изогипсу в период закачки, простоя и в начале периода отбора накопленного объёма газа. С целью снижения указанного риска автором с использованием построенной трёхмерной двухфазной (газ-вода) стохастической геолого-технологической модели объекта хранения (с несколькими реализациями геологической модели по имеющейся выборке геолого-геофизических данных) проведены многовариантные расчёты по выбору схемы размещения газонагнетательных скважин.

Схема размещения скважин выбиралась так, чтобы было возможно наиболее эффективным образом использовать поровый объём геологического объекта, к которому приурочена газовая залежь. Для этого в процессе хранения необходимо использовать часть ловушки изначально газонасыщенную и водонасыщенную от уровня начального ГВК до замыкающей изогипсы. В

поровом объёме ловушки выше начального ГВК необходимо повысить пластовое давление при соблюдении ограничения на максимально допустимое забойное давление. Поровый объём водонасыщенной части ловушки необходимо использовать за счёт насыщения газом, избегая при этом ухода газа за замыкающую изогипсу.

В результате проведённых расчётов найден рациональный вариант размещения проектных скважин для обеспечения заданных темпов закачки и площадного регулирования с целью снижения опасности ухода газа за пределы структуры. Внедрение разработанной схемы размещения скважин и площадного регулирования позволяет обеспечить закачку и сохранность заданных объёмов попутного газа в течение нескольких лет. При этом после закачки заданных объёмов и непродолжительного простоя хранилища (3 - 4 месяца) необходимо начать отбор для избежания возможности расширения газовой залежи и ухода газа за замыкающую изогипсу.

Проведенные исследования методов регулирования закачки и хранения попутного газа на примере объектов хранения разных типов позволили выявить области их предпочтительного использования:

- комплексное применение методов площадного и селективного регулирования закачки и хранения попутного газа в газовых шапках нефтегазоконденсатных залежей;
- комплексное применение площадного и селективного регулирования, повышения давления нагнетания и интенсификации газонагнетательных скважин в газовых и газоконденсатных залежах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами при проявлении газового режима;
- площадное регулирование закачки и хранения попутного газа в газовых залежах с водонапорным режимом и водоносных горизонтах при высоких темпах закачки и сравнительно больших объёмах хранения газа.

*Четвертая глава* представляет результаты исследования рациональной динамики годовой добычи нефти и конденсата на вновь вводимых месторождениях в отдалённых малоосвоенных регионах при создании ВПХГ.

В действующем регламенте по составлению проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений не содержится указаний по выбору проектного уровня добычи нефти. На практике, как правило, проектный уровень добычи нефти определяется из условия получения максимальной прибыли от реализации комплексного проекта разработки месторождения и устанавливается обычно на уровне 3 - 5% от извлекаемых запасов. При этом учитываются основные статьи капитальных и эксплуатационных затрат на добычу, подготовку и транспортировку нефти, систему поддержания пластового давления, но затраты на сбор, утилизацию, хранение попутного газа чаще всего не учитываются. В связи с этим в работе исследована возможность повышения экономической эффективности комплексных проектов разработки нефтегазоконденсатных месторождений при внедрении технологии многолетней закачки и хранения попутного газа в

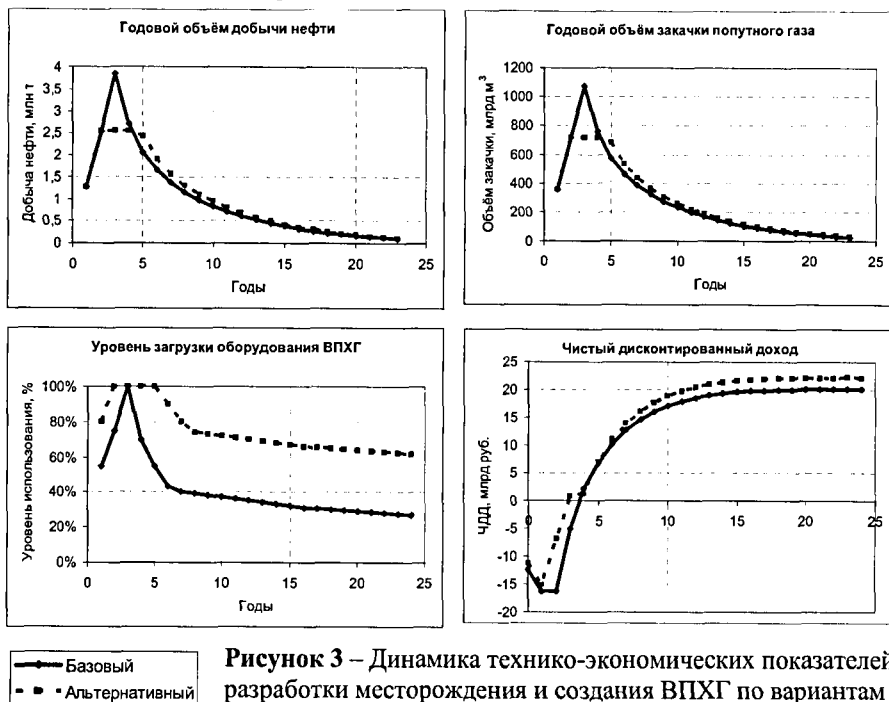
пластах-коллекторах путём учёта технико-экономических показателей создания ВПХГ.

Исследование проводилось на модельном примере нефтяного месторождения, при разработке которого попутный газ в полном объёме закачивается в пласт-коллектор ВПХГ. Динамика добычи нефти и попутного газа при разработке рассматриваемого месторождения обобщает динамику основных технологических показателей месторождений, на которых внедряется технология ВПХГ с целью закачки и хранения добываемого попутного газа, в том числе рассмотренные в главе 3. Трёхмерная двухфазная (нефть-вода) фильтрационная модель без учёта межфазного массообмена рассматриваемой нефтяной залежи использовалась для вариантных расчётов уровней добычи нефти. В базовом варианте воспроизведена динамика основных технологических показателей, в том числе динамика отбора нефти и воды, схема размещения и число добывающих и водонагнетательных скважин, коэффициент компенсации добычи нефти закачкой воды. Полученная расчётным путём динамика добычи попутного газа задавалась в качестве ресурсной базы для создания ВПХГ на базе газовой залежи.

Для указанного примера проведена оценка необходимого числа скважин и наземных инженерно-технических сооружений для закачки и хранения необходимого объёма попутного газа. Расчётный анализ использования оборудования ВПХГ показал, что в среднем оборудование будет использоваться на 37% (27 лет функционирования ВПХГ), а на 100% - только в 3-ем году эксплуатации хранилища, которому соответствует максимальный объём добычи нефти и максимальная суточная производительность закачки. С целью увеличения коэффициента использования оборудования ВПХГ рассмотрен альтернативный вариант, полученный путём учёта дополнительного ограничения на уровень добычи попутного газа в базовом варианте. В альтернативном варианте уменьшается потребное число газонагнетательных скважин и потребная мощность компримирования, при этом средний коэффициент использования оборудования ВПХГ составляет 71%, а на 100% - используется на протяжении четырёх лет разработки месторождения (рисунок 3). При этом конечный коэффициент извлечения нефти в обоих вариантах меняется незначительно.

Сравнение вариантов освоения нефтяного месторождения проводилось на основе оценок технико-экономических показателей по удельным стоимостным нормативам капитальных вложений и эксплуатационных затрат. Проведённые расчёты показали, что для реализации альтернативного варианта требуется меньше капитальных вложений за счёт уменьшения объёма строительства газонагнетательных скважин и инженерно-технических сооружений ВПХГ, систем сбора и подготовки нефти. Базовый вариант характеризуется большим сроком окупаемости капитальных вложений. Накопленный чистый дисконтированный поток денежной наличности в альтернативном варианте выше на 10%, чем в базовом (рисунок 3). В связи с этим альтернативный

вариант разработки месторождения, полученный на основе базового варианта путём дополнительного учёта технико-экономических показателей сооружения ВПХГ, представляется предпочтительнее.



**Рисунок 3 –** Динамика технико-экономических показателей разработки месторождения и создания ВПХГ по вариантам

Таким образом, на рассмотренном примере показана необходимость учёта показателей ВПХГ при поиске рациональных темпов освоения вновь вводимых месторождений в комплексных проектах разработки. Предлагаемый метод учёта уровня загрузки и капитальных вложений в инженерно-технические сооружения и скважины ВПХГ при обосновании проектного уровня добычи нефти на нефтегазоконденсатных месторождениях в отдалённых малоосвоенных регионах в качестве дополнительных факторов позволяет повысить экономическую эффективность комплексных проектов их разработки. При применении представленного метода динамику добычи нефти и попутного газа следует выбирать для каждого объекта индивидуально, исходя из особенностей обустройства, горно-геологических особенностей строения объекта хранения и газогидродинамических рисков хранения попутного газа в пластах-коллекторах.

По результатам проведенных исследований и анализа основных технико-экономических показателей создания и эксплуатации Юрубчено-Тохомского ВПХГ принят предложенный вариант освоения месторождения со сниженными

уровнями добычи нефти и попутного газа в начальный период разработки.

## ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

1. Разработана технология, позволяющая в сложных климатических, орогидрографических и геологических условиях проводить многолетнюю закачку и хранение попутного газа в пластах-коллекторах ВПХГ, сооружаемых в газовых и газоконденсатных залежах, газовых шапках нефтегазоконденсатных месторождений и в водоносных горизонтах. Использование этой технологии даёт возможность своевременно вводить и осуществлять рациональную разработку месторождений в отдалённых малоосвоенных регионах нефтедобычи без сжигания на факельных установках излишков попутного газа.
2. Проведены исследования по регулированию закачки и хранения попутного газа и создан комплекс методов, включающих площадное и селективное по толщине пласта распределение темпов и объёмов закачки, регулирование забойного давления в газонагнетательных скважинах, снижение репрессии на пласт путём интенсификации оттока газа от скважины. Использование полученных результатов исследований позволяет снизить газогидродинамические риски многолетней закачки, связанные с уходом газа за пределы ловушки, расформированием нефтяной части, нарушением герметичности покрышки, и обеспечить сохранность закачанных объёмов газа.
3. Установлено, что оцениваемое традиционным способом максимально допустимое давление нагнетания газа в объект хранения значительно превышает давление образования вертикальных трещин, определённое на основе обобщения мирового опыта проведения ГРП. Разработан усовершенствованный метод расчёта максимально допустимого давления нагнетания. Предложенный метод позволяет определять при текущем пластовом давлении максимально допустимое забойное давление, обеспечивающее герметичность геологических объектов хранения, представленных разными парами горных пород пласта-коллектора и пласта-покрышки.
4. Разработан способ регулирования многолетней закачки и хранения попутного растворенного в нефти и прорывного свободного газа в газовых шапках нефтегазоконденсатных месторождений с разрабатываемыми нефтяными частями без практически значимого увеличения газового фактора продукции на начальных этапах разработки за счёт выбора проектного размещения горизонтальных газонагнетательных скважин по площади и толщине пласта.
5. По результатам проведённых исследований установлена необходимость учёта технико-экономических показателей ВПХГ в комплексных проектах разработки вновь вводимых нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений в отдалённых малоосвоенных регионах. Разработан метод учёта

капитальных вложений и уровня загрузки оборудования ВПХГ в качестве дополнительных факторов при обосновании темпов ввода в разработку и проектных уровней добычи нефти на месторождениях.

6. Проведена апробация разработанной технологии и методов регулирования многолетней закачки и хранения излишков попутного газа при проектировании и сооружении ВПХГ на Ново-Часельском, Харампурском, Юрубчено-Тохомском, Верхнечонском месторождениях. Внедрение этой технологии и методов регулирования обеспечивает безопасность, повышение эффективности и надёжности функционирования ВПХГ.

### ***Основные публикации по теме диссертации***

1. Исаева Н.А. Оценка рисков варианта разработки газового месторождения с учётом неоднозначности исходных данных и получаемых результатов / Н.А. Исаева, А.А. Соколов // Инновационный потенциал молодых ученых и специалистов ОАО «Газпром». Материалы научно-практической конференции молодых ученых и специалистов ОАО «Газпром» - призеров 2007 года. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. – С. 153 – 167.

2. Исаева Н.А. Использование технологий подземного хранения газа в пористых пластах для проектирования временных подземных хранилищ попутного нефтяного газа / А.А. Михайловский, Г.Н. Рубан, А.В. Григорьев, Д.В. Толмачев, Н.Б. Зинова, Н.А. Исаева, Ф.А. Бочков // Подземное хранение газа. Полвека в России: опыт и перспективы: Сб. науч. тр. – М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2008. – С. 227-237.

3. Исаева Н.А. К вопросу о технологическом проектировании создания временного хранилища попутного нефтяного газа в газовой шапке нефтегазоконденсатного месторождения / Н.А. Исаева, Г.А. Корнев // Тезисы докладов восьмой Всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов по проблемам газовой промышленности России «Новые технологии в газовой промышленности». - М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2009. – С. 14.

4. Исаева Н.А. Разработка геолого-промысловых программ с целью уточнения трёхмерной гидродинамической модели ПХГ / Г.Н. Рубан, А.А. Исхаков, Н.А. Исаева // Научно-технический сборник «Транспорт и подземное хранение газа». – М.: ООО «Газпром экспо», 2009. - № 2. – С. 52-57.

5. Исаева Н.А. Метод выбора варианта освоения газового месторождения с учётом неопределенности исходной информации // Тезисы докладов восьмой Всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов по проблемам газовой промышленности России «Новые технологии в газовой промышленности». - М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2009. – С. 17.

6. Исаева Н.А. Методы регулирования хранения нефтяного газа в пластах-коллекторах // Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность: тезисы докладов второй Научно-практической молодежной конференции (6-7



октяб́ря). – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 69.

7. Исаева Н.А. Рациональное использование попутного нефтяного газа: проектирование временного хранилища в нефтегазоконденсатном месторождении / А.А. Михайловский, Г.А. Корнев, Н.А. Исаева // Георесурсы, 2010. - №4(36). – С. 47-51.

8. Исаева Н.А. Перспективы создания временных подземных хранилищ попутного газа в Восточной Сибири // Газовая промышленность, 2010. - № 4(654). – С. 68-70.

9. Исаева Н.А. Перспективы внедрения технологии временного хранения попутного нефтяного газа в пластах-коллекторах // Аналитик-2010: сб. науч.-техн. обзоров. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С.172-189.

10. Исаева Н.А. Исследование максимально допустимого давления нагнетания газа в пласты-коллекторы / Н.А. Исаева, А.А. Михайловский // Газовая промышленность, 2011. - № 4. – С. 55 - 57.

Подписано к печати «12» сентября 2011 г.

Заказ № 3096

Тираж 100 экз.

1 уч. – изд.л, ф-т 60x84/16

Отпечатано в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

По адресу: 142717, Московская область,  
Ленинский р-н, п. Развилка, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»