

На правах рукописи

ЗИНОВЬЕВ ВАСИЛИЙ ВАСИЛЬЕВИЧ

**МЕТОДОЛОГИЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ
ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА НА СТАДИИ РАЗВИТИЯ И
ОКОНЧАНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА**

Специальность 25.00.17 Разработка и эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений,
25.00.15 Технология бурения и освоения скважин

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
доктора технических наук

Ставрополь 2004

Работа выполнена в ООО «Кавказтрансгаз» и ОАО «СевКавНИПИгаз», г. Ставрополь.

Официальные оппоненты:

доктор технических наук, профессор
доктор технических наук, профессор
доктор технических наук

К.С. Басниев,
А.Я. Третьяк,
Н.А. Гужов.

Ведущая организация - Институт проблем нефти и газа Министерства образования и науки РФ, Российской Академии наук (г. Москва).

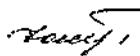
Защита состоится «17» июня 2004 г. в 14⁰⁰ часов на заседании диссертационного Совета Д 212.245.02 в Северо-Кавказском государственном техническом университете по адресу: 355029, г. Ставрополь, пр. Кулакова, 2.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Северо-Кавказского государственного **технического университета**.

Отзывы в трех экземплярах, заверенные печатью учреждения, просим направлять ученому секретарю диссертационного совета по указанному адресу.

Автореферат разослан «17» мая 2004 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Ю.А. Пуля

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность исследований. Основным элементом топливно-энергетического комплекса России является Единая система газоснабжения (ЕСГ), представляющая собой совокупность взаимосвязанных объектов (подсистем) добычи, дальнего транспорта, ПХГ и распределения, осуществляющих непрерывный процесс подачи газа потребителям. Особая роль в комплексе обеспечения высокой надежности функционирования ЕСГ, стабильных и гарантированных поставок газа потребителям принадлежит ПХГ, служащим для покрытия сезонных неравномерностей потребления газа регионами, расположенными на больших расстояниях от газодобывающих районов. Повышение надежности и эффективности эксплуатации ПХГ является актуальной проблемой, решение которой, прежде всего, связано с правильностью выбора объекта, повышением качества строительства и ремонта скважин.

Проблема покрытия сезонных неравномерностей потребления газа в России решается путем создания системы подземных хранилищ природного газа. В основном подземные хранилища, размещаемые в непосредственной близости от потребителей, обеспечивают небольшие объемы оперативных резервов газа, резервов на аномально холодную зиму, и для увеличения надежности газоснабжения различных регионов требуют дальнейшего развития.

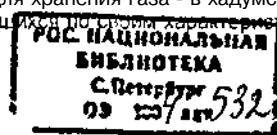
Подземные хранилища газа в терригенных коллекторах, по сути происходящих в них процессов, являются сложными системами, поведение которых обуславливается воздействием внешних и внутренних факторов. В технологической системе ПХГ используется значительный фонд действующих скважин, в результате циклических закачек и отборов газа происходит разнонаправленное движение газовой среды контакта (ГВК), значительные колебания давлений и температуры. Воздействие этих факторов приводит к изменению емкостно-фильтрационных свойств (ЕФС) коллектора. Для оценки ЕФС газонасыщенного коллектора в ПХГ немаловажным является совершенствование промысловых методов определения коллекторских свойств. Кроме того, для ПХГ, характеризующихся значительной площадью газосности и неравномерностью эксплуатации отдельных зон большое значение с целью совершенствования геолого-промыслового обеспечения эффективной эксплуатации ПХГ имеет разработка геолого-промысловых моделей, позволяющих рационально прогнозировать режимы эксплуатации ПХГ в целом, так и отдельных его зон.

В силу специфических особенностей подземные хранилища газа не только подвергаются воздействию внешних и внутренних факторов, но и сами оказывают значительное техногенное влияние на объекты природной среды. При этом геохимический техногенез свойственен всем этапам - от бурения скважин и строительства объектов до введения их в эксплуатацию, а также на протяжении всего периода эксплуатации хранилищ.

В связи с этим до настоящего времени остался ряд вопросов, трудноразрешимых с позиции традиционных подходов к изучению механизма работы ПХГ. Это в первую очередь относится к проблеме формирования газового объема в резервуаре, динамике передвижения ГВК, неравномерности заполнения отдельных объемов резервуара.

Продуктивный пласт ПХГ представляет собой весьма сложную флюидодинамическую систему, чувствительно реагирующую на всякое воздействие в призабойной зоне пласта (ПЗП). При этом возникают процессы, течение и последствия которых зависят от ЕФС горных пород, физико-химических свойств насыщающих их флюидов, а также характера и степени воздействия на пласт при его вскрытии и эксплуатации.

Северо-Ставропольское ПХГ (СС ПХГ), созданное на базе крупного истощенного газового месторождения, имеет два объекта для хранения газа - в хадумском горизонте и зеленой свите, с у различающ



С учетом особенностей эксплуатации Северо-Ставропольского ПХГ, возникает необходимость провести исследование **и** разработать комплекс технологических решений по повышению надежности и безопасности эксплуатации ПХГ на стадии развития и окончания строительства.

Поэтому весьма актуальным является разработка методических основ повышения надежности создания и эксплуатации ПХГ путем совершенствования: системы геолого-промыслового контроля при создании и эксплуатации; технологии строительства скважин; методов проведения ремонтно-восстановительных работ; способов повышения производительности скважин; методов диагностирования объектов ПХГ; путей рационального природопользования при строительстве **и** эксплуатации подземных газохранилищ; геоэкологического контроля и повышения уровня экологической безопасности технологических процессов при эксплуатации ПХГ. Срок эксплуатации ПХГ рассчитан на многие десятилетия. В связи с чем возникает необходимость рассмотреть вопросы, влияющие на надежность **и** безопасность эксплуатации ПХГ, в едином комплексе: геологические условия, особенности создания **и** эксплуатации СС ПХГ, факторы, влияющие на параметры ПХГ; проектирование и строительство скважин; ремонтно-восстановительные работы; контроль за объектами (диагностирование); экология; факторы воздействия ПХГ на окружающие среды.

Работа выполнена в ООО «Кавказтрансгаз» и ОАО «СевКавНИПИГаз» в рамках отраслевых Программ работ на 1998 - 2004 гг. по увеличению суточной производительности ПХГ, долгосрочной Программы научных исследований для обеспечения эффективного развития ОАО «Газпром», Программ научно-исследовательских работ ОАО «Газпром» в области подземного хранения газа.

Целью диссертационной работы является разработка методических основ создания и эксплуатации ПХГ **и** совершенствование совокупности технологических методов на различных этапах строительства и развития подземных хранилищ, направленных на повышение надежности и безопасности их эксплуатации.

Основные задачи исследований:

- комплексное обобщение материалов по геологическому строению Северо-Ставропольской площади;
- анализ создания и эксплуатации Северо-Ставропольского ПХГ;
- разработка методов повышения надежности, эффективности и безопасности строительства и эксплуатации скважин ПХГ;
- оценка современного состояния экологической безопасности Северо-Ставропольского ПХГ;
- анализ влияния на повышение надежности и безопасности эксплуатации ПХГ таких факторов как плотность сетки скважин, предельные режимы работы, система диагностики, качество газа, контроль эксплуатации;
- уточнение геолого-промысловых моделей и совершенствование газосборной системы для эффективной эксплуатации ПХГ.

Теоретическими и методическими основами работы послужили основные положения техники **и** технологии бурения скважин, общей теории систем **и** их прикладных аспектов к анализу функционирования открытых природно-техногенных систем, физической **и** коллоидной химии, термодинамики, механики сплошных **и** дискретных сред, подземной гидромеханики газожидкостных систем, вычислительной математики, математической статистики, планирования эксперимента **а** также совокупности знаний по геологии **и** разработке нефтяных **и** газовых месторождений.

Под руководством автора **и** при его непосредственном участии создано **и** эффективно эксплуатируется на протяжении более 25 лет крупнейшее в мире Северо-Ставропольское ПХГ, проводились опытно-методические, промысловые исследова-

ния и испытания на более чем 1200 скважинах подземных хранилищах газа Российской Федерации.

Научная новизна заключается в:

- *разработке* теоретической модели **и** оценке эффективности подконтактной закачки газа в ПХГ на стадии развития **с** целью формирования оптимального газонасыщенного объема;

- **научном обосновании** необходимого соотношения объемов активного **и** буферного газа **ПХГ**;

- **совершенствовании** системы диагностирования объектов ПХГ;

- **разработке** флюидодинамической модели сооружения гравийных фильтров в газовых скважинах;

- **научном обосновании** комплекса технологий, обеспечивающих надежную **и** безопасную эксплуатацию ПХГ, включающего **в** себя:

- **в области бурения и заканчивания скважин** составы технологических жидкостей (ТЖ) **и** технологию временного блокирования ПЗП, технологию создания искусственной ПЗП;

- **в области капитального ремонта скважин** составы ТЖ **и** технологию селективной водоизоляции, технологию создания высоко проницаемой искусственной ПЗП в эксплуатационной газовой скважине, новые составы ТЖ для интенсификации при токов в эксплуатационных скважинах;

- **в области контроля** **33** эксплуатацией ПХГ - систему эколого-производственного контроля, методы геолого-промыслового контроля, метод **и** приборный комплекс контроля состава газа;

- **в области разработки и эксплуатации** - схему зонной закачки **и** отбора газа, геолого-промысловую **и** газосборную модель, позволивших впервые обеспечить бесперебойную подачу газа потребителям в условиях резких **и** многократных пиковых нагрузок.

Таким образом, в диссертационной работе решена крупная научная проблема, имеющая важное народнохозяйственное значение - обоснованы теоретические **и** методические принципы повышения надежности **и** безопасности эксплуатации **ПХГ**.

Практическая значимость. Разработанный автором комплекс технологий на этапах строительства **и** капитального ремонта скважин позволил повысить надежность, эффективность **и** безопасность эксплуатации скважин ПХГ. Проведенная комплексная оценка современного состояния экологической безопасности позволила разработать систему эколого-производственного контроля, внедренную на Северо-Ставропольском ПХГ. Предложенные автором технологии **и** организационная схема оптимизации управления эксплуатацией ПХГ использованы при составлении технологических режимов эксплуатации Северо-Ставропольского **и** других ПХГ России.

Реализация результатов исследований. Полученные в процессе исследований результаты использовались при подготовке технологических проектов создания **и** эксплуатации Северо-Ставропольского ПХГ **в** хадумском горизонте **и** зеленой свите, а также при эксплуатации, строительстве **и** капитальном ремонте скважин Северо-Ставропольского, Щелковского **и** Песчано-Уметского **ПХГ**.

Апробация работы. Основные положения диссертационной работы были представлены на Межрегиональной научно-технической конференции по проблемам газовой промышленности России, посвященной 35-летию ДАО "СевКавНИПИгаз" (Ставрополь, 1997); III Региональной научно-технической конференции "ВУЗовская наука - Северо-Кавказскому региону" (Ставрополь, 1999); XXIX **и** XXX научно-технических конференциях по результатам научно-исследовательской работы профессорско-преподавательского состава, аспирантов **и** студентов (Ставрополь, 1998, 1999); Первой международной конференции "Циклы" (Ставрополь, 1999); Совещании

ОАО «Газпром» по состоянию и проблемам капитального ремонта скважин (Москва, 1999); Совещания ОАО «Газпром» по подземному хранению газа (Москва, 1999); XII, XIII Международных конгрессах «Новые технологии для газовой, нефтяной промышленности, энергетики и связи» - СИТОГИС (Уфа, 1999; Москва 2000, Салехард, 2001, Геленджик, 2002. Санкт-Петербург, 2003), заседаниях Секции по подземным хранилищам газа Комиссии по месторождениям и ПХГ ОАО «Газпром» (Саратов, 1998, 2002. Москва, 1999, 2000, 2001, Валдай, 2000, Нижний Новгород, 2001. Уфа, 2002, Сочи, 2003, Ставрополь, 2003, Небуг, 2004), научно-техническом совете Управления по подземному хранению газа и жидких углеводородов ОАО «Газпром» (Москва, 2000). научно-практическом семинаре «Проблемы моделирования работы скважин и пластовых систем при создании и эксплуатации ПХГ в пористых пластах» (Москва, 2001), секции «Экология и охрана окружающей среды» НТС ОАО «Газпром» (Сочи, 2002), VII Международной научно-практической конференции «Научно-техническая информация и научно-техническая реклама-2002» (Москва, 2002). Международной научной конференции «ВНИИГаз на рубеже веков: наука о газе и газовые технологии» (Москва, 2003). XXII Мировом газовом конгрессе (Токио, 2003).

Автором защищаются следующие основные положения:

1. Комплекс технологических решений, позволяющий повысить надежность, эффективность и безопасность строительства, ремонта и эксплуатации скважин ПХГ, включающий составы ТЖ и технологию временного блокирования ПЗП, технологию создания искусственной ПЗП, составы ТЖ и технологию селективной водоизоляции, технологию создания высокопроницаемой искусственной ПЗП в эксплуатационной газовой скважине, новые составы ТЖ для интенсификации притоков в эксплуатационных скважинах;

2. Совокупность методов по повышению надежности и безопасности эксплуатации ПХГ, включающих метод и схему зонных закачки и отбора газа, критериальные условия безопасной эксплуатации ПХГ, систему диагностирования объектов ПХГ. комплексную методику анализа состава газа;

3. Организационная схема управления эксплуатацией ПХГ на основе автоматизированной системы, включающей геолого-промысловую модель, модель газосборной системы, усовершенствованную систему контроля за эксплуатацией.

Публикации. По теме диссертации результаты проведенных исследований отражены в 50 публикациях. Опубликованные работы включают: 24 статьи в сборниках научных трудов; 21 статью в ведущих рецензируемых научных изданиях, 1 патент на изобретение РФ, 3 монографии.

Объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, шести глав и заключения, изложенных на 461 страницах машинописного текста, включает 120 рисунков, 65 таблиц, 213 формул. Список использованных источников состоит из 253 наименований.

В процессе выполнения исследований автор пользовался советами Н.И. Андрианова, В.И. Беленко, В.Т. Боярчука, С.Н. Бузинова, Т.Ш. Вагиной, С.А. Варягова, Р.А. Гасумова, В.А. Гридина, С.В. Долгова, В.Е. Дубенко, С.Н. Закирова, И.В. Зиновьева, Ю.К. Игнатенко, Л.Г. Коршуновой, НА Крылова, В.Г. Мосиенко, В.И. Петренко, Ю.А. Пули, Е.П. Серебрякова, К.М. Тагирова, А.М. Тагировой и многих других. Всем им диссертант считает приятным долгом выразить свою благодарность.

Многие коллеги оказали неоценимую помощь в выполнении расчетов на ЭВМ, оформлении табличного и графического материалов. Всем им автор выражает свою искреннюю признательность.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Первая глава посвящена роли подземных хранилищ газа в развитии газоснабжения юга России и обеспечении экспортных поставок.

Наиболее полно вопросы геологии, проектирования, создания и эксплуатации подземных хранилищ, строительства и капитального ремонта скважин рассматривались в работах Х. Азиза, Н.Р. Акопяна, З.С. Алиева, О.Ф. Андреева, А.Е. Арутюнова, Ю.М. Басаргыгина, К.С. Басниева, Л.Б. Бермана, Б.В. Будзуляка, С.Н. Бузинова, С.А. Варягова, Р.А. Гасумова, А.И. Гриценко, М.А. Гусейн-Заде, А.И. Гутникова, С.В. Долгова, О.М. Ермилова, С.Н. Закирова, Г.А. Зотова, Ю.К. Игнатенко, В.Ф. Канашука, А.Л. Козлова, Ю.П. Коротаева, О.Л. Кузнецова, Б.Б. Лапука, Е.В. Левыкина, П.П. Макаренко, В.М. Максимова, Р.Д. Маргулова, Е.М. Минского, А.Х. Мирзаджанзаде, А.А. Михайловского, В.С. Неймана, В.И. Парфенова, В.И. Петренко, В.В. Ремизова, Э. Сеттари, А.С. Смирнова, Р.М. Тер-Саркисова, И.А. Чарного, П.Т. Шмыгли, В.Н. Щелкачева и многих других.

В последние годы Северо-Ставропольское ПХГ используется как один из основных источников газа в регионе, когда в наиболее напряженные зимние месяцы газ по системе газопроводов Северный Кавказ-Центр в район расположения Северо-Ставропольского ПХГ не только практически не поступает, но и имеет место обратный поток газа для газоснабжения потребителей Ставропольского края, Ростовской области, Краснодарского края и других районов. То есть, хранилище играет роль источника автономного газоснабжения региона. А этот факт требует совершенно иного подхода к определению необходимых объемов активного газа в хранилище.

Газотранспортная система юга России (территория деятельности ООО «Кавказтрансгаз») включает в себя магистральные газопроводы и газопроводы-отводы, протяженность которых составляет 6900 км, 12 газокompрессорных станций, состоящих из 19 компрессорных цехов с общей мощностью газоперекачивающих агрегатов 924,78 МВт, Северо-Ставропольского ПХГ, 299 газораспределительных станций (ГРС) на балансе ОАО «Газпром» и 32 ГРС на балансе сторонних организаций, 12 автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС), объекты связи, электрохимической защиты и др.

В тектоническом плане хадумская залежь Северо-Ставропольского месторождения приурочена к двум поднятиям платформенного типа - Северо-Ставропольскому и Пелагиадинскому, соединенным между собой неглубокой седловиной. Северо-Ставропольское простирается с юго-запада на северо-восток. В пределах контура газоносности по хадумской залежи размеры ее 33x18 км. Пелагиадинское поднятие ориентировано субшироотно, его размеры в пределах контура газоносности хадумской залежи 16x11 км. Общая площадь газоносности составляет 590 км², из которых 460 км² приходится на Северо-Ставропольскую структуру, а 130 км² относится к Пелагиадинской. Характерной особенностью указанных поднятий, являются широкие своды, пологие крылья (угол падения не превышает 1°30'), большая площадь структуры, что указывает на незначительную деформацию пород осадочного чехла. Дизъюнктивных нарушений в пределах месторождения не установлено.

В разрезе хадумского горизонта выделяется пять типов пород: алевролиты, алевролиты глинистые, алевролиты сильно глинистые и глины. Первые четыре типа пород представляют практическое значение и являются коллекторами для газа.

Хадумский горизонт представляет собой систему часто чередующихся друг с другом макро-, микропрослоев и линз алевролитов и глин. Все породы хадумского горизонта, даже в пределах отдельных образцов керна, постепенно или резко переходят друг в друга. Хадумские отложения расчленяются на три основных литологических пачки I, II, III.

Первая пачка слагает кровлю хадумского горизонта и представлена глинами алевролитистыми, темносерыми, плотными. Общая толщина I пачки составляет 10 м

на Северо-Ставропольской площади и до 15-17 м на Пелагиадинской. I пачка отделяется от нижележащей II - алевроитовой прослоем глин плотных, слюдястых, местами вязких. Толщина прослоя в среднем колеблется от 3 до 5 м. II пачка - алевроитовая является основным продуктивным горизонтом и во всех скважинах очень четко выделяется на каротажных диаграммах и по кернавому материалу. Эта пачка представлена, в основном, алевроитами серыми, с тонкими прослоями алевроитистых глин до 0,5 см. Суммарная толщина II пачки в этом районе 35 - 37 м. В присводовой части поднятия II пачка является наиболее песчанистой и представлена только алевроитами с небольшим количеством прослоев глин. Общая толщина этой пачки - 10 - 12 м.

Ниже II пачки залегает III пачка - переслаивания. Литологически она представлена переслаиванием алевроитов, алевролитов, и алевроитистых глин. Алевроиты серые, глинистые, слабоуплотненные. Глины серые, алевроитистые, плотные. В верхней части толщина прослоев алевроитов, алевролитов и глин составляет 3 - 5 см, к подошве пачки количество и толщина алевроитовых прослоев сокращается до 2 - 3 см и постепенно переходит в толщу ленточного переслаивания. Общая толщина III пачки колеблется от 45 до 90 м.

Общая толщина хадумских отложений на площади колеблется в пределах 68 - 115 м и зависит, в основном, от степени размыва пород белоглинского горизонта, подстилающих хадумский горизонт.

Зеленая свита представлена в основном двумя частями. Нижняя часть, вмещающая продуктивный горизонт, представлена песками и алевролитами серыми и темносерыми с зеленоватым оттенком. Песчаники мелкозернистые, слабоглинистые, некарбонатные, слюдястые. Верхняя пачка зеленой свиты, перекрывающая песчанистые образования, представлена карбонатными глинами, темнозелеными мергелями с незначительными прослоями песчаника.

Литологические особенности коллектора обуславливают его слабую цементированность глинистым материалом, резкое снижение прочности при поступлении пластовой воды в ПЗП предопределяют основные осложнения, возникающие при эксплуатации скважин (образование песчано-глинистых пробок в стволах скважин).

Во второй главе рассмотрены особенности создания и эксплуатации Северо-Ставропольского ПХГ.

В промышленную разработку месторождение введено в декабре 1956 г. За период 1956 - 1984 гг. из месторождения, с учетом потерь, отобрано 203,230 млрд м³ газа или 92,38 % от начальных запасов газа.

Впервые здесь применено центрально групповое расположение скважин в наиболее продуктивной зоне «сухого поля» Северо-Ставропольской площади. Это позволило обеспечить эффективную разработку залежи, которая осуществлялась практически при газовом режиме.

Создание хранилища в хадумском горизонте начато в 1984 г. Хранилище сразу начало работать в режимах закачки и отбора газа, используя скважины, газопромысловое оборудование и дожимные компрессорные станции, построенные при разработке залежи. С 1984 по 2004 гг. проведено 22 периода закачки и 21 период отбора газа.

Северо-Кавказский регион находится на южных границах единой системы газоснабжения РФ. Суточное потребление региона составляет в зимние месяцы 120 - 150 млн м³ газа, в летние - 25 - 30 млн м³. Газ в регион поступает в основном из месторождений севера Тюменской области и Туркмении по газопроводам Магат-Северный Кавказ, Фролово-Изобильный, Новопсков-Аксай-Моздок. Сезонная неравномерность поставок газа в регион компенсируется отбором его из Северо-Ставропольского подземного хранилища с активным объемом более 20 млрд м³.

В настоящее время закончено строительство газопровода Россия-Турция («Голубой поток»), пуск которого на эксплуатацию отразился на обеспечении региона газом как в весенне-летний период (закачка в ПХГ), так и в осенне-зимний (отбор газа

из ПХГ). Северо-Ставропольское подземное хранилище используется в том числе и для обеспечения гарантированных экспортных поставок газа в Турцию.

Отличительной особенностью ПХГ в хадумском горизонте является то, что оно создается в истощенной газовой залежи с большим газонасыщенным объемом. Большой газонасыщенный объем пласта позволяет создать крупное подземное хранилище газа при сравнительно низком пластовом давлении. Закачка газа в хранилище проводится непосредственно из магистрального газопровода без дополнительного компримирования газа, а отбор - с помощью дожимных компрессорных станций.

Это позволяет хранилищу выполнять многоцелевые функции. В настоящее время Северо-Ставропольское ПХГ в хадумском горизонте по состоянию обустройства находится на завершающем этапе своего развития.

Решение задачи совместной эффективной эксплуатации двух объектов хранения газа Северо-Ставропольского ПХГ, обладающих существенными геологическими и технологическими особенностями, позволяет решать задачи обеспечения надежности газоснабжения региона как в штатных, так и в экстремальных ситуациях. Анализ фактических данных показывает, что уже на сегодняшнем этапе развития хранилище обеспечивает в наиболее холодные месяцы до 80 % потребности в газе региона. При выводе же на проектные показатели, хранилище сможет взять на себя автономное обеспечение газом региона в наиболее холодные месяцы.

Создание Северо-Ставропольское ПХГ в объекте с большим газонасыщенным объемом в хадумском горизонте является целесообразным, так как на него возложено выполнение многоцелевых функций, то есть не только функций регулирования сезонной неравномерности газопотребления одного региона. Одна из дополнительных функций, которую не может выполнить ни одно другое хранилище России, это создание в хранилище долгосрочного резерва, который может быть отобран из хранилища после периода отбора без дополнительной закачки газа.

Практика разработки залежи зеленой свиты показала, что в процессе её эксплуатации проявлялся активный упруго-водонапорный режим. Если начальный газонасыщенный объем составлял 178 млн м³, то к началу создания хранилища он составил 18,7 млн м³ то есть за исключением небольшого газонасыщенного объема в центральной части структуры, остальной объем был обводнен.

На общем фоне расширения хранилища эксплуатация СС ПХГ осуществлялась при упруговодонапорном режиме, что подтверждается изменением газонасыщенного объема (на 11 - 17 %) и перемещением пластовых вод.

В конце периода отбора газа из ПХГ наблюдается появление пластовой воды в эксплуатационных скважинах, что приводит к интенсивному разрушению терригенного коллектора, износу промыслового оборудования, образованию песчано-глинистых и гидратных пробок. Это обуславливает проведение большого объема качественных водоизоляционных работ.

Анализ формирования газонасыщенного пространства пласта ПХГ показал, что создание газонасыщенных толщин во 2 пласте за исключением северной и восточной зон происходило недостаточно быстро. Особенно это было характерно для западной зоны. С целью более эффективного формирования газонасыщенного объема хранилища в его западной зоне с 1990 по 1996 г. осуществлялась подконтактная закачка газа, суть которой сводится к закачке газа в водонасыщенную часть разреза под текущий газовойодной контакт (ГВК).

Предполагалось, что подконтактная закачка будет способствовать наращиванию эффективных газонасыщенных толщин в зоне расположения эксплуатационно-нагнетательных скважин, обеспечит условия безводной эксплуатации скважин, создаст барьер на пути продвижения контурных вод, даст возможность более энергично осуществлять регулирование очертаний газонасыщенного объема.

Для подконтактной закачки были пробурены 34 нагнетательные скважины. Основной фонд, 25 нагнетательных скважин, располагался в западной части ПХГ и 9

скважин - в северо-восточной зоне. Интервал перфорации в нагнетательных скважинах предусматривал вскрытие нижней части второго пласта и второй пачки, в целом около 10 м.

Закачка в подконтактную зону была начата в 1990 г. и осуществлялась через 10 скважин. Было закачено в период закачки 12 цикла 78,5 млн м³ газа, в том числе в западную часть подконтактной зоны 72,5 млн м³.

Всего за время 1990 - 1993 гг., при общем объеме газа подконтактной закачки 814 млн м³, в ее западную часть было закачено 710 млн м³ газа. В связи с этим встал вопрос об анализе опыта подконтактной закачки и выборе стратегии действий в дальнейшем. Одним из главных опасений при решении проводить и далее подконтактную закачку газа было опасение возможности прорыва закачиваемого газа вверх, в результате гравитационного разделения фаз, и соединения с газом над ГВК, однако соответствующих расчетов сделано не было. Такие расчеты выполнены автором по теории Бакли-Левверетта с учетом гравитационных сил.

Поскольку вид зависимостей относительных фазовых проницаемостей для ПХГ в зеленой свите от водонасыщенности неизвестен, то в расчетах эти зависимости были приняты по Чэнь Чжун Сяну.

Для исходных данных, близких к характерным для ПХГ зеленая свита, получены следующие формулы для определения положений фронтов опускающейся воды и всплывающего газа:

$$Z_w = -2,3 \cdot t, \quad (1)$$

$$Z_g = 9,5 \cdot t, \quad (2)$$

где t - время от начала процесса в сут.

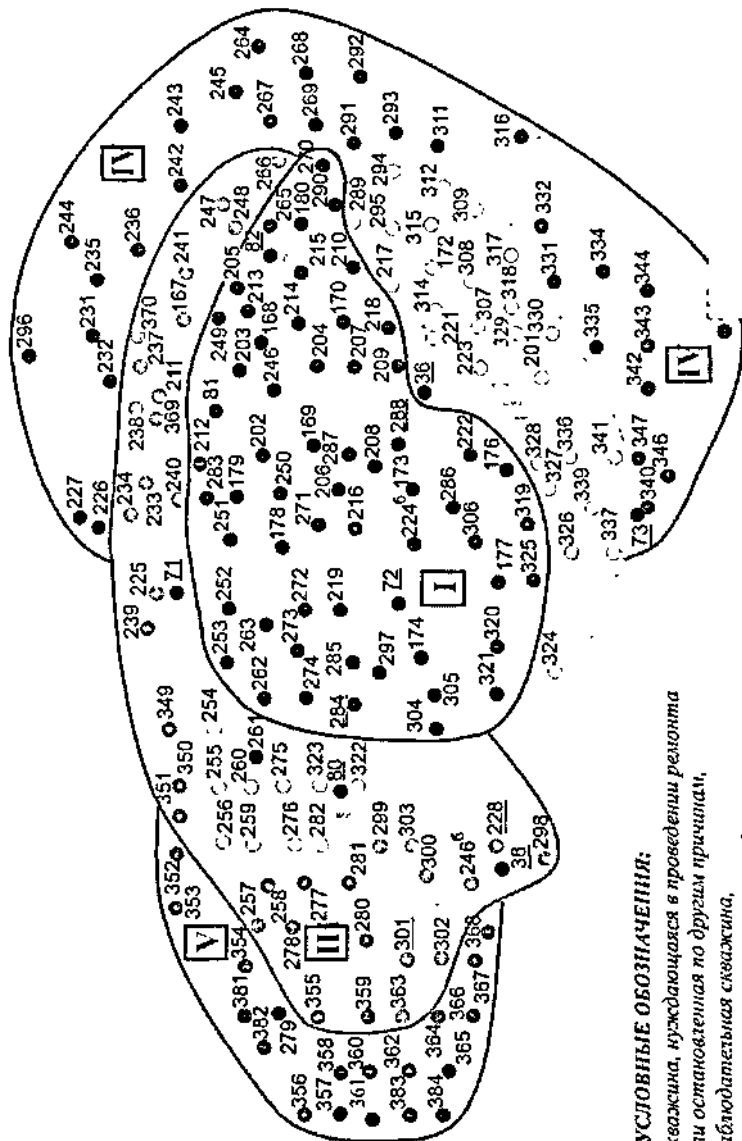
Результаты расчетов показывают, что закачиваемый под ГВК газ через 36 - 48 час профильтровывается в пространство над ГВК, в первый пласт. Этим подтверждается большая вероятность быстрого всплывания газа при подконтактной закачке.

Таким образом, рассматривая подконтактную закачку как промышленный эксперимент, можно сказать, что она возможно достигала бы своей цели - создания газонасыщенного пространства между текущим ГВК во втором пласте и его подошвой, если бы были осуществлены следующие условия.

В первом пласте (на кровле водонасыщенного второго пласта) было бы создано такое давление, чтобы результирующий градиент давления по вертикали был бы отрицателен или, по крайней мере, равен нулю. В этом случае всплывание газа, как минимум, не происходило бы, а при отрицательном градиенте движение газа (и воды) было бы направлено вниз. Такие условия благоприятны для подконтактной закачки газа и имеют место, когда давление в периодах закачки и отбора превышает равновесное. Именно в это время и следовало бы вести подконтактную закачку. К сожалению, однако, это невозможно, по причинам технологии закачки газа. В целом анализ результатов подконтактной закачки на СС ПХГ выявил целый ряд неучтенных при проектировании процессов, сопровождающих заполнение резервуара газом. И, прежде всего, это значительная неоднородность коллектора, способствующая неравномерному растеканию газа. Именно этот фактор стал определяющим при принятии решения об изменении технологической схемы закачки, в разработке которой активное участие принимал автор. Выполненные работы по зонированию резервуара на основе комплекса геолого-промысловых данных позволили начать внедрение системы зонных закачек и отборов.

Суть зонной закачки состоит в том, что вся площадь хранилища разбивается на 5 зон по очередности включения скважин в закачку (рис. 1). Группы скважин каждой зоны подключаются в закачку последовательно. Подключение следующей группы скважин осуществляется после закачки в скважины предыдущих групп расчетного объема газа.

Зонная схема зачекки или отбора (СС ПХГ зеленой свиты)



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

- 228 скважина, нуждающаяся в проведении ремонта или остановленная по другим причинам,
- 261 наблюдательная скважина,
- 268 магнетитовая скважина на подкомнатную зачку

Рис. 1.

1 зона - центральная, включающая в себя большую часть скважин ГРП-1 и ГРП-2. Через скважины этой группы газ начинает поступать в самую пониженную часть общей депрессионной воронки ПХГ. Этим достигается уменьшение значений градиентов давления на ГВК на периферии хранилища и увеличивается длительность воздействия повышенных градиентов давления по вертикали в центральной части хранилища, что способствует понижению здесь ГВК. Уменьшение значений градиентов давления на ГВК на периферии имеет целью, если не максимально ослабить перемещение ГВК, то хотя бы сделать его оттеснение как можно более равномерным. Это тем более важно, что отношение подвижностей газа и воды намного превышает 50. Главная цель начала закачки в центральную часть ПХГ - сделать режим циклической эксплуатации хранилища более газовым, то есть уменьшить проявления напора пластовых вод. Другой путь сделать режим более газовым - увеличить объем закачек и отборов в цикле.

Закачка только в центральную зону продолжается до тех пор, пока это позволяют технические возможности Рождественской КС, то есть пока давление на выходе КС не вырастает до 7,7 + 7,8 МПа. Обычно это происходит, когда объем закачки достигает $\approx 1,2$ млрд м^3 .

Подвижность ГВК наиболее высока в южном направлении и здесь же расположено значительное число скважин ГРП-1 и ГРП-2. Поэтому естественным было в качестве II зоны выбрать зону, примыкающую к центральной с юга. Закачка газа в эту зону происходит через скважины, от фильтров которых ГВК уже оттеснен, и увеличивается безводный период эксплуатации обводняющихся скважин в отборе. Объем закачки в I + II зоны = 1,0 млрд м^3 газа при повышении давления на КС до 8,0 - 8,1 МПа. III зона закачки (скважины ГРП-3) примыкает к I зоне с северо-запада. Эта зона подключается в закачку тогда, когда в нее уже поступило значительное количество газа из I зоны, поэтому нагнетание газа в скважины этой зоны лишь продолжает идущие здесь процессы накопления запасов газа и оттеснения ГВК. Закачка газа в эту зону преследует цель не оттеснения ГВК, а лишь сдерживания внедряющейся воды. Объем закачки в I + II + III зоны = 0,8 млрд м^3 . Давление на выходе КС повышается до 8,2 - 8,3 МПа.

IV зона периферийная и закачка в нее начинается в предпоследнюю очередь с целью не вызвать дальнейшего понижения ГВК в восточном и северо-восточном направлении. Общий объем закачки в I + II + III + IV зоны = 0,2 млрд м^3 . Ожидаемое давление на выходе КС 8,3 - 8,4 МПа.

V зона также периферийная и закачка в нее производится для сдерживания продвижения воды с западного направления и для обеспечения требуемых по плану объемов закачки. Закачка к концу сезона обычно осложняется из-за уменьшившейся разницы между пластовым давлением и давлением на выходе КС. Во все зоны, включая пятую, закачивается около 0,1 млрд м^3 и общий объем закачки в хранилище достигает приблизительно 3,3 млрд м^3 .

В последних 5 циклах работы хранилища отборы, также как и закачки, осуществляются по схеме, когда в работу включается сначала группа центральных скважин, которая затем увеличивается или сокращается в соответствии с рекомендациями по очередности пуска скважин в эксплуатацию. Рекомендации разрабатываются на основе технико-экономического анализа эксплуатации скважин и предусматривают порядок подключения и отключения скважин разных ГРП, при увеличении или уменьшении суточного отбора газа из ПХГ, и диаметры штуцеров на скважинах.

Внимание к соотношению объемов активного и буферного газа является объяснимым с точки зрения ответа на вопрос: будет ли перемещение ГВК при увеличении активного объема газа настолько значительным, что это приведет к обводнению крайних скважин? Или, другими словами, до какого предела можно увеличивать объем активного газа без того, чтобы обводнение скважин произошло в течение периода отбора.

Ясно, что чем лучше коллекторские свойства пласта, к которому приурочены ПХГ и водонапорная система, тем больше будут объемы вторгающейся в ПХГ и отесняемой из него воды во время цикла эксплуатации при одном и том же объеме активного газа. Применительно к ПХГ зеленая свита перемещение ГВК в зависимости от объема активного газа было оценено на основе балансовой модели без учета эффект растекания газа. Описание поведения водонапорной системы в балансовой модели осуществляется разными способами. При использовании аналитических решений это можно сделать:

а) на основе решения Ван Эвердингена и Херста задачи о пуске укрупненной скважины с постоянным объемным дебитом в бесконечном пласте;

б) на основе решения Коутса задачи о пуске с постоянным объемным дебитом плоской скважины в кровле бесконечного пласта.

Поскольку ПХГ - зеленая свита на всей площади, хотя и подстилается подошвенной водой, но имеет отношение газонасыщенной толщины к размерам ПХГ в плане меньше 0,05, то, как указывает сам Коутс, в этом случае его решение и решение Ван Эвердингена и Херста совпадают. Поэтому расчеты для описания водонапорной системы по первому способу были выполнены по «методике продвижения воды в газовую залежь, с учетом характерных особенностей водонапорного режима» (Закиров С.Н. и Лапук Б.Б., 1974), особенности которой применительно к ПХГ следующие.

ПХГ в начале циклической эксплуатации представляется газонасыщенным пористым цилиндром радиуса R_0 , находящимся внутри укрупненной скважины радиуса R_3 . Кольцевое пространство между R_0 и R_3 первоначально водонасыщено. R_0 выбрано из условия равенства поровых объемов внутри R_0 и в пределах от R_0 до R_3 . Для определения падения давления на стенке укрупненной скважины в любой момент времени после начала циклической эксплуатации, используется решение Ван Эвердингена и Херста для пуска скважины с постоянным объемным дебитом в бесконечном пласте в комбинации с принципом суперпозиции. Связь между расходом воды и давлениями на стенке укрупненной скважины (R_3) и средним в газонасыщенной части ПХГ на фронте ($R(t)$) внедряющейся или отесняемой воды описывается формулой Дююи. $R(t)$ может быть как меньше, так и больше R_0 .

Выполненные расчеты при исходных данных, близких к данным, характеризующим ПХГ в зеленой свите, показали, что перемещение ГВК, при сделанных допущениях, практически линейно зависит от активного объема газа.

Поэтому, учитывая этот вывод, можно уже более обоснованно прогнозировать перемещение ГВК при увеличении объема активного газа в ПХГ в зеленой свите до 5 млрд m^3 . Вместе с тем, несмотря на то, что ПХГ в зеленой свите создана в природной ловушке, следует еще оценить влияние на перемещение ГВК эффекта растекания газа и его угрозу существованию ПХГ.

В связи с осуществлением зонных закачек и отборов возникла необходимость расчета изменения таких показателей эксплуатации, как среднее пластовое давление в центральной зоне, расход утекающего из нее газа на периферию и притекающего обратно, время подключения новых скважин для расширения зоны.

Поэтому для изучения особенностей поведения среднего пластового давления в центральной зоне она моделировалась двумя способами: 1) в виде укрупненной скважины в круговом пласте с непроницаемой внешней границей (периферия моделировалась кольцевой зоной); 2) в виде галереи, примыкающей к полосообразному ограниченному пласту с непроницаемой внешней границей, моделировавшему периферию.

В обоих случаях предполагалось, что давление в центральной зоне (в укрупненной скважине или галерее) одинаково во всех ее точках и может описываться уравнением материального баланса для газового режима. Давление в центральной зоне определяется накопленным оттоком газа из центральной зоны в периферийную

или наоборот. Перемещение ГВК не учитывалось. Поэтому все изложенное ниже справедливо для газового режима и приближенно для водонапорного.

Для первого случая накопленный отток был подсчитан по формуле, полученной Ван Эвердингенем и Херстом.

С использованием этой формулы в сочетании с принципом суперпозиции и уравнением материального баланса для центральной зоны выполнялись вычисления показателей эксплуатации с шагом в 1 сут. На каждом шаге последовательными приближениями устанавливалось такое распределение закачанного (отобранного) на временном шаге газа между центральной зоной и периферией, при котором повышение (понижение) среднего пластового давления в центральной зоне, определенного по методу материального баланса для газового режима, давало такой отток (приток) газа на периферию (с периферии), что оставшийся в центральной зоне объем газа в точности соответствовал повышению (понижению) давления в центральной зоне.

Во втором случае, когда отток газа в периферийную область и приток из нее в центральную зону были приняты происходящими при прямолинейно-параллельной фильтрации, накопленный отток подсчитывался по среднему давлению в периферийной зоне. Для подсчета среднего давления была использована формула из теории теплопроводности для нагревания пластины, измененная в соответствии с аналогией между теориями фильтрации газа и теплопроводности. Также как и в первом случае вычислительный процесс был осуществлен с шагом в 1 сут. При этом исходные данные подбирались так, чтобы сохранить равновеликость поровых объемов центральной и периферийной зон и площадь границы между ними во втором и первом случаях.

В *третьей главе* описан комплекс технологических решений по повышению качества строительства и ремонта скважин на ПХГ.

Причинами, которые вызывают загрязнение ПЗП в процессе вскрытия продуктивного горизонта и цементирования эксплуатационной колонны, в общем случае, являются:

- закупорка пор пласта проникающими частицами твердой фазы рабочей жидкости;
- блокирование ПЗП фильтратом бурового и цементного растворов в результате действия капиллярных и адсорбционных сил;
- набухание глинистого материала пласта в результате взаимодействия с фильтратом;
- образование в призабойной зоне нерастворимых осадков в результате контакта бурового раствора и его фильтрата с пластовыми флюидами;
- выпадение нерастворимых карбонатов и сульфидов в поровых каналах при изменении температуры;
- изменение фазовой проницаемости для газа при вскрытии пласта растворами на нефтяной основе;
- разрушение ПЗП в результате гидродинамических и физико-химических процессов.

Снижение потенциально возможного дебита скважины зависит от глубины загрязненной зоны и степени снижения ее проницаемости. Работы по декольматации ПЗП в большинстве случаев не приводят к ощутимым положительным результатам. Целесообразнее максимально уменьшить кольматизацию в процессе строительства и ремонта скважин, проводя мероприятия по блокированию продуктивного пласта.

С целью исключения поглощения и снижения проницаемости при блокировании скважин с АНПД автором совместно с К.М. Тагировым, РА Гасумовым и другими исследователями разработана новая блокирующая жидкость (БЖ), представляющая собой пенную систему, приготовленную на основе незамерзающей пенообразующей жидкости (ПОЖ) с наполнителем - «Целлотон-Ф» (табл. 1).

Незамерзающая ПОЖ включает водный раствор хлорида кальция, лигносульфонатный реагент и углеводородную жидкость (газовый конденсат, дизельное топливо и т.д.).

Лигносульфонаты, образующие в воде коллоидные растворы, легко высаливаются хлоридом кальция. При этом образуются комплексные соединения, представляющие новую коллоидную фазу. В качестве лигносульфонатов могут быть использованы такие реагенты, как сульфит-спиртовая барда, конденсированная сульфит-спиртовая барда, феррохромлигносульфонат и др.

Добавление в систему дизельного топлива или газового конденсата ведет к образованию гидрофильной эмульсии. Наличие хлористого кальция позволяет расширить температурный диапазон применения БЖ до минус 30 °С.

Блокирование продуктивного пласта по предлагаемой технологии достигается созданием сводовых перемычек, что обеспечивается присутствием наполнителя «Целлотон-Ф», который, закупоривая микротрещины, уменьшает проникновение фильтрата в пласт, повышает устойчивость глинистых сланцев, склонных к набуханию и осыпанию и, следовательно, способствует сохранению коллекторских свойств. Механизм действия БЖ подобен принципу работы запорного клапана, действующего в одном направлении. Удаление реагента из пласта происходит после снятия давления за счет возникающей при этом депрессии пластового давления.

Блокирующий экран с использованием разработанного состава по результатам лабораторных исследований выдерживает более 32,0 МПа (рис. 2). Глубина проникновения блокирующей жидкости в керн в зависимости от проницаемости составляет от 0,1 до 1,3 см. Удаление состава проводят обратной прокачкой инертного газа при давлении 0,1 - 2,0 МПа, что в реальных условиях позволяет деблокировать состав из пласта без дополнительных химических обработок, хотя состав выбран из числа растворимых в щелочах соединений. Коэффициент восстановления проницаемости составляет 94 - 100 %. Состав рекомендован для применения на ПХГ и месторождениях с АНПД.

Таблица 1

Пенообразующие свойства незамерзающей ПОЖ с добавкой различных наполнителей

Параметры пены	Наполнитель					
	Без наполнителя	Мел	Силикат кальция	Резиновая крошка	Торф	«Целлотон-Ф»
Кратность	<u>1,9</u>	<u>1,9</u>	<u>1,75</u>	<u>1,75</u>	<u>1,75</u>	<u>2,25</u>
	1,7	1,8	1,7	1,65	1,7	1,9
Устойчивость, с/см ³	<u>1728</u>	<u>1920</u>	<u>2009</u>	<u>1571</u>	<u>2009</u>	<u>3560</u>
	2400	3100	3323	2009	2541	3320

Примечание: в числителе в составе незамерзающей ПОЖ - газоконденсат, в знаменателе - дизельное топливо; содержание наполнителя во всех экспериментах - 2 %.

Пенная система с наполнителем «Целлотон-Ф» гарантирует временное блокирование пласта на период проведения ремонтных работ, устойчива к воздействию пластовых флюидов, легко удаляется из пласта при низких депрессиях без изменения его проницаемости.

Автором разработан новый способ глушения скважины, включающий закачку в призабойную зону блокирующего агента, например, устойчивой пены на основе незамерзающей ПОЖ. Продавку пены осуществляют при ламинарном режиме.

После выдержки устойчивой пены в призабойной зоне в течение 6 - 8ч, до формирования стабильной структуры, производят ступенчатый постепенный переход на рабочую жидкость.

Недостаточная эффективность применения существующих составов и технологий для селективной водоизоляции обусловлена их высокими фильтрационными показателями, низкой прочностью и слабой водоизолирующей способностью экранов. Поэтому совершенствование свойств водоизолирующих составов на данный момент является актуальной задачей.

Зависимость блокирующей способности незамерзающей ПОЖс «Целлотон-Ф» от количества наполнителя



Рис. 2.

В основе технологии применения силикатных растворов для ограничения водопритоков лежит способность силиката натрия взаимодействовать с ионами поливалентных металлов или другими агентами с образованием:

- водонерастворимых осадков CaSiO_3 , MgSiO_3 , $\text{Mg}(\text{OH})_2$, $\text{Ca}(\text{OH})_2$;
- гелеобразных систем в кислой среде.

В случае применения осадкообразующих составов эффект изоляции объясняется закупориванием (кольматацией) порового пространства нерастворимыми осадками, образующимися в процессе взаимодействия силикатного раствора с ионами металлов, находящимися в пластовой воде (табл. 2). Для скважин с низкой минерализацией пластовых вод прочность изолирующего экрана очень низкая. Повышение прочности изолирующего состава решается дополнительным введением в состав солей и полимеров.

Полимеры способствуют повышению прочности за счет образования межмолекулярных связей между стенками пор и поверхностью осадков. Скорость реакций солеобразования сравнительно высокая и замедлять ее введением дополнительных реагентов достаточно сложно. Поэтому, чтобы обеспечить возможность закачки в пласт запланированного объема изолирующего раствора перед нагнетанием силикатного раствора, рекомендуется закачать небольшой объем буферной воды.

Количество и концентрация используемых реагентов зависит от конкретных геолого-физических условий, но в общем виде сущность предлагаемой технологии можно выразить следующим образом: **раствор соли \Rightarrow вода \Rightarrow раствор силиката + полимер \Rightarrow вода \Rightarrow раствор соли.**

Это позволяет нагнетаемому силикатному раствору достичь в некоагулированном состоянии заданной глубины проникновения в пласт. Затем, вследствие диффузии ионов кальция и магния из пластовой воды и закачанного солевого раствора в процессе фильтрации и рассеивания в пористой среде, они взаимодействуют с раствором силикатов натрия с образованием осадков.

**Исследование изолирующей способности состава на основе
кремнезоля от содержания SiO_2**

№ образца	Содержание SiO_2 , масс %	Проницаемость, $K \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$		Градиент давления начала фильтрации, МПа		Эффективность, % $[(K_1-K_2)/K_1] \cdot 100$
		до изоляции	после изоляции	до изоляции	после изоляции	
1	5	4,06027	0,4180	0,03	0,31	98,97
			0,6192			98,48
			0,5701			98,60
2	10	3,39283	0,0018	0,04	4,62	99,95
			0,0019			99,94
			0,0022			99,94
3	15	3,05773	0,0011	0,03	6,15	99,96
			0,0012			99,96
			0,0014			99,95
4	30	3,81040	0,0011	0,03	6,92	99,97
			0,0012			99,97
			0,0010			99,98

При разбавлении кремнезоля водой в соотношении 1:2 высокая изолирующая способность сохраняется, это повышает экономичность состава при его практическом использовании.

В результате проведенных исследований по изучению влияния полиакриламида (ПАА) на повышение прочности изолирующего состава на основе кремнезоля установлено, что оптимальной концентрацией ПАА в составе можно считать 0,01 - 0,05 масс. % (табл. 3). При дальнейшем повышении концентрации ПАА прочность изолирующего состава остается неизменной. Кроме того, в этом случае значительно повышается вязкость раствора, что исключает возможность закачать в пласт запланированный объем изолирующего раствора.

При разработке предлагаемого состава применяли силикатсодержащие композиции - кремнезоли и полисиликаты. Из числа высокомолекулярных водорастворимых полимеров можно использовать КМЦ (ТУ 6-55-39-90, 6-55-40-90), а также импортные *Tilosa* (Германия) и *Gabrosa* (Голландия), поливиниловый спирт (ПВС) марки Т (ТУ 6-05-05-85), ПАА марки *Кет-Па S* и *Poli-Кем-D* (США, фирма *Кет-Трон, Ink*).

Для проведения изоляции подошвенных водопритоков автором данной диссертационной работы совместно с Р.А. Гасумовым, С.Б. Бекетовым, Т.Ш. Вагиной и Е.П. Серебряковым создана технология ремонтно-изоляционных работ, включающая: блокирование продуктивного пласта жидкостью с наполнителем, не загрязняющим пласт; изоляцию водоносного пласта тампонажным раствором с низкой водоотдачей; освоение скважины.

Технологический процесс осуществляется следующим образом.

В скважину закачивается буферная жидкость (техническая вода) в объеме, необходимом для продавливания в пласт газа, находящегося в скважине. При этом избыточное давление на устье скважины снижается до нуля.

Таблица 3

**Исследование изолирующей способности состава на основе
кремнезоля от содержания ПАА**

№ образца	Содержание ПАА, масс %	Проницаемость, $K \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$		Давление начала фильтрации, МПа		Эффективность, % $[(K_1 - K_2)/K_1]^2 \cdot 100$
		до изоляции	после изоляции	до изоляции	после изоляции	
1	0,001	3,6693	0,0035	0,0045	0,8	99,91
			0,0029			99,92
2	0,01	3,4162	0,0008	0,0045	1,6	99,98
			0,0007			99,98
			0,0006			99,98
			0,0003			99,96
3	3,0960	3,0960	0,0003	0,0045	2,7	99,96
			0,0003			99,96
			0,0003			99,96
4	3,9628	3,9628	0,0002	0,0045	2,8	100,00
			0,0002			100,00
			0,0002			100,00
			0,0002			99,99

Чтобы обеспечить продавку БЖ только в продуктивный пласт, башмак НКТ устанавливается на уровне подошвы газоносного пласта. Далее в трубное пространство НКТ закачивается БЖ. Величина давления продавки выбирается с таким расчетом, чтобы давление на продуктивный пласт было выше пластового давления и ниже давления опрессовки эксплуатационной колонны.

После продавки БЖ в пласт НКТ опускаются до подошвы водоносного пласта (до забоя), затем производится закачка тампонажного раствора и его продавливание в водоносный горизонт. При этом давление в процессе продавки тампонажного раствора должно быть меньше, чем при продавке БЖ.

Соблюдение данного условия позволяет предотвратить проникновение тампонажной жидкости в продуктивный пласт и обеспечить равномерное его распределение в водоносном горизонте. В результате этого газоносный пласт блокируется с помощью БЖ, а водоносный горизонт изолируется тампонажным раствором. При этом обеспечивается сохранение коллекторских свойств газоносного пласта и надежная изоляция притока пластовых вод в условиях АНПД.

Форсированное знакопеременное нагружение коллектора, характерное для работы скважин ПХГ, приводит к разрушению призабойных зон. В результате ухудшаются эксплуатационные характеристики скважин из-за образования песчано-глинистых пробок в стволе скважины, наблюдаются заколонные водоперетоки.

Состав тампонажного раствора для создания искусственной ПЗП включает прямую углеводородную эмульсию (Э) и тампонажный портландцемент ПЦХ (Ц) в соотношении Э/Ц равном от 0,9 до 1,4. Прямая углеводородная эмульсия включает в себя дизельное топливо - до 30 %; воду - до 70 %; эмульгатор - ПВС - 0,1 - 0,2 % (или СДБ - до 0,3 %). При увеличении в составе содержания эмульсии уменьшается плотность раствора с 1350 до 1200 кг/м^3 и увеличивается фазовая проницаемость (по газу в результате лабораторных исследований) композиции до 300 - 850 мкм^2 .

При создании искусственной ПЗП предусмотрен следующий комплекс операций (рис. 3):

Схема создания искусственной призабойной зоны

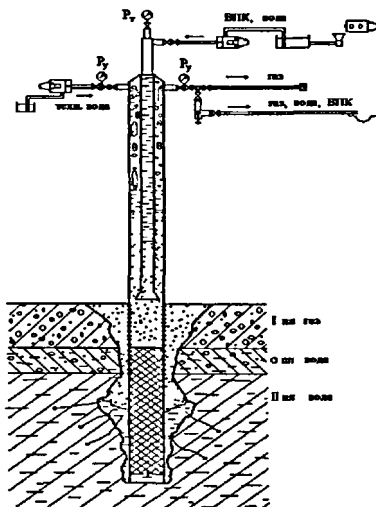


Рис. 3.

1. Закачка расчетного объема тампонажного раствора в колонну НКТ освоенной скважины.
2. Продавка тампонажного раствора по колонне НКТ продавочной жидкостью в объеме, достаточном для создания высоты столба раствора, эквивалентного статическому давлению в НКТ, равному пластовому.
3. Глушение скважины порционной закачкой продавочной жидкости в кольцевое пространство с последовательным снижением давления в затрубном пространстве.
4. Долив скважины в трубном и затрубном пространстве до устья.
5. Задавка тампонажного раствора в зону разрушения.
6. Вымыв излишков тампонажного раствора из фильтровой части скважины.
7. ОЗЦ

Расчет параметров глушения сводился к оценке количества тампонажного раствора, остающегося в кольцевом пространстве после закачивания каждой порции технической воды, по формуле:

$$\frac{V_{к.п} \cdot P_{г.п} + \rho_{об} \cdot g \cdot V}{V_{к.п} - V} = \frac{(V_{ст} - V) \cdot g \cdot \rho_{об}}{S_{к.п}} + P_{буф} + P_{плд} - P_{разр}, \quad (3)$$

где $V_{к.п}$ - объем кольцевого пространства в скважине; $P_{к.п}$ - давление газа в кольцевом пространстве до начала закачивания порции воды; V - объем тампонажного раствора, остающийся в кольцевом пространстве после закачивания каждой порции технической воды; $\rho_{тр}$ - плотность тампонажного раствора; $S_{к.п}$ - площадь сечения кольцевого пространства; $S_{нкт}$ - площадь сечения канала НКТ; $P_{буф}$ - гидростатическое давление столба буферной жидкости в НКТ; $P_{прд}$ - гидростатическое давление столба продавочной жидкости в НКТ; $P_{разр}$ - устьевое давление разряжения в НКТ. Далее рассчитывают высоты столбов технологических жидкостей в НКТ и кольцевом

пространстве после завершения последующего выпуска газа, при этом учитывается наличие оставшегося в НКТ тампонажного раствора, высотой до 100 м. При продувке газа через композицию искусственной ПЗП в ней формируются фильтрационные каналы.

Автором совместно с Р.А. Гасумовым, Т.А. Липчанской и др. в результате проведенных лабораторных исследований разработаны составы стабильных солянокислотных и глиноукислотных пеноемульсий, которые позволяют эффективно провести интенсификацию притока эксплуатационных скважин ПХГ.

Разработанные составы включают минерализованный кислотный раствор ПАВ (лигносульфонат) и углеводород (газоконденсат, дизтопливо). Состав кислотного раствора подбирается с учетом конкретных пластовых условий и может включать соляную, сульфаминовую, плавиковую и другие кислоты или их смеси и ингибитор коррозии. Лигносульфонаты - дешевые, доступные реагенты, широко применяемые в нефтяной и газовой промышленности. Некоторые результаты исследований пенобразующих свойств кислотных пеноемульсий представлены в табл. 4.

Таблица 4

Пенообразующие свойства кислотных пеноемульсий

Состав ПОЖ	Кратность	Стабильность, с/см ³
Соляная кислота Лигносульфонат Углеводород	2,25	1080
Соляная кислота Лигносульфонат Углеводород Калий хлористый	2,6	864
Соляная кислота Лигносульфонат Углеводород Аммоний хлористый	2,7	1080
Соляная кислота Лигносульфонат Углеводород Аммоний хлористый	2,55	1080

Данные пеноемульсии обладают высокими пенообразующими свойствами: стабильность достигает 1080 с/см³ и выше. Разработанные составы испытывались на коррозионную активность. Исследования коррозионной активности рабочих составов проводились на образцах стали марки К С и Д. При проведении коррозионных испытаний использовался гравиметрический метод определения скорости коррозии металлов.

Значения коррозионной активности солянокислотных растворов приемлемы даже без ингибитора коррозии. Добавка ингибитора коррозии (уротропина) снижает коррозионную активность среды в среднем в два раза. Кислотные пеноемульсии при исследуемых температурах имеют удовлетворительную коррозионную активность, но ее величина значительно выше, чем в случае кислотных растворов, что, по-видимому, тем и объясняется, что в пеноемульсионной системе много кислорода.

Таким образом, разработаны составы устойчивых кислотных пеноемульсий, использование которых позволило не только предотвратить разрушение цементного камня и снижение проницаемости ПЗП, но и обеспечить одновременную очистку пристрельной зоны от остатков бурового раствора и других колымагантов.

Для защиты скважин от проникновения в них продуктов разрушения (песка) наибольший эффект дает установка гравийных фильтров, которые весьма успешно

работают в добывающих скважинах. Однако в скважинах ПХГ такие фильтры быстро разрушаются, например, при закачке газа, или кольтматируются (закупориваются) глинистой и мелкодисперсной составляющей скелета пласта.

Пескование скважины можно предотвратить, если слабосцементированную породу предварительно удалить в радиусе действия разрушающих градиентов давления. Чем менее устойчива порода, тем больше зона разрушения. Если предварительно в ПЗП создать каверну таких размеров, то пескования скважины можно избежать без применения фильтра. Однако для этого требуется достаточно прочная покрывка пласта.

Если по геолого-техническим причинам каверна может быть создана меньших размеров, то в ней устанавливается гравийный фильтр.

Основным требованием к гранулометрическому составу гравийной обсыпки является вполне определенное отношение эффективного размера гравия к среднему диаметру частиц пластового песка. Обычно это отношение принимается равным 2 - 3 (для неплотной упаковки). Для мелкозернистого песка потребуется соответствующий ему мелкозернистый гравийный материал. Поскольку арочные структуры при циклической эксплуатации разрушаются, то размер щелей фильтра должен быть меньше диаметра гравия. Такой фильтр-каркас с узкими щелями легко кольтматируется и разрушается. Кроме того, мелкозернистый гравий при закачке газа может легко проникать в пласт, оставляя фильтр-каркас без обсыпки.

Следовательно, для удержания мелкого песка целесообразно применять смешанный состав гравийной обсыпки.

Рациональному распределению фракций удовлетворяет условие постоянства наклона линии градиента давления $grad P$ по радиусу обсыпки r .

Для случая послойного распределения гравийного материала найдено выражение необходимого числа слоев N :

$$N = \frac{\ln \frac{r_c}{r_\phi} \ln \frac{d_{max}}{d_*}}{\ln \eta} = \frac{\ln \frac{d_{max}}{d_*}}{\ln \eta}, \quad (4)$$

где r_c - радиус каверны; r_ϕ - радиус фильтра; η - коэффициент межслойности (для неплотной упаковки $\eta = 2 \dots 3$); d_{max} - эквивалентный диаметр частиц гравия, превышающий размер щелей каркаса-фильтра на 10 %.

Толщина Δ_N каждого такого слоя выражается равенством:

$$\Delta_N = r_c \left(\frac{\eta - 1}{\eta} \right)^N. \quad (5)$$

Моделирование процесса намыва гравийной обсыпки на прозрачной модели «скважины» с применением элементов щелевых фильтров с достаточно большим размером щелей (1,5 мм) позволило обнаружить дополнительные факторы, вызывающие их временную кольтматацию. При прокачке водно-гравийной пульпы с размером частиц 0,14 - 0,63 мм на каждом из фильтров четко образовывались арочные наросты - слои из крупнозернистых гравийных частиц, окруженных по внешнему контуру мелкими частицами. Важно отметить, что после остановки циркуляции эти слои опали, обнажая полностью или частично щели фильтра. Поскольку эти слои существуют лишь при движении жидкости, мы их условно назвали динамическими гравийными слоями.

Природа возникновения динамических слоев, очевидно, связана с интенсивностью и направлением фильтрационных потоков, увлекающих твердые частицы. Следовательно, управляя этими потоками и подавая в скважину порции гравия заданного размера, можно осуществлять послойное фракционирование гравийной обсыпки в процессе её намыва.

С целью выявления условий удержания на фильтре и на стенке каверны динамических слоев данного гранулометрического состава и заданной толщины составлена расчетная схема и теоретически определены величины действующих сил.

Условием удержания слоев является:

$$F_g + F_r \leq F_{тр}, \quad (6)$$

где F_r - сила потока жидкости; F_g - сила тяжести, действующая на динамический слой;

$$F_g = \pi g h_{\phi} (r_d^2 - r_{\phi}^2) (\rho_n - \rho_{ж}) (1 - \Pi) \quad (7)$$

где r_d - радиус обсыпки по динамическому слою; h_{ϕ} - длина фильтра; Π - пористость гравийного слоя.

$$F_r = \frac{\lambda \rho_{ж} h_{\phi} r_d Q_2^2}{4\pi(r_c^2 - r_d^2)^2}, \quad (8)$$

где r_c - радиус скважины; Q_2 - расход жидкости мимо верхнего фильтра; λ - коэффициент гидравлического сопротивления; $F_{тр}$ - сила трения.

$$F_{тр} = 2\pi r_d h_{\phi} \Delta P f_{тр}, \quad (9)$$

где ΔP - перепад давления на динамическом слое, $f_{тр}$ - коэффициент трения мокрого песка по стали или по горной породе.

Расход жидкости через нижний фильтр Q_2' при данной производительности Q водоподающего насоса вычисляется по формуле:

$$Q_2' = \frac{Q}{\frac{h_{\phi 1} \ln \frac{r_{d2}}{r_{\phi}}}{h_{\phi 2} \ln \frac{r_{d1}}{r_{\phi}}} + 1}. \quad (10)$$

Здесь индексы ϕ 1 и 2 относятся к верхнему и нижнему фильтрам, соответственно.

Численный анализ показывает, что достаточно весьма незначительного перепада давления на фильтрах (менее 0,1 МПа), чтобы удержать динамические слои толщиной до одного-двух десятков сантиметров. При этом требуется производительность насоса $(4-5) 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$.

На основе полученных решений разработана технология создания полифракционного гравийного массива. Особенностью данной технологии являются следующие моменты:

- расширение ствола скважины до требуемого или технически рационального радиуса;

- спуск каркас-фильтра с разъединителем. В относительно устойчивых породах проводится кратковременное освоение скважины на форсированном режиме по затрубному пространству. Это обеспечивает качественную очистку ПЗП;

- закачка песчано-гравийной смеси с продавкой её в пласт. Так формируется экран для гравийной обсыпки при последующей работе скважины в режиме закачки;

- закачка по схеме обратной циркуляции порции крупнозернистого гравия для формирования динамических слоев на фильтр-каркасе, а затем основного состава песчано-гравийной смеси до перекрытия контрольного фильтра;

- установка пакера. Проведение кратковременной двух-трехцикловой закачки отбора жидкости-песконосителя, для формирования естественной гравийной обсыпки.

Для образования обширной каверны использованы принципиально новые инструменты, разработанные в ОАО «СевКавНИПИГаз»: гидромеханический расширитель, кольцевой монитор.

Данная технология и инструмент использованы в ходе капитального ремонта скв. 122, 131 Песчано-Уметского ПХГ ООО «Югтрансгаз» с целью предотвращения выноса песка, а так же при бурении газодобывающих скв. 170, 171, 172, 174 и 173 Петровско-Благодарненского месторождения ООО «Кавказтрансгаз» с целью многократного увеличения дебита.

Созданный таким образом для мелкозернистого пластового песка экран позволил существенно увеличить депрессию на пласт и вместе с тем увеличить дебит скважины в среднем в 5 раз.

В условиях СС ПХГ в хадумском горизонте и зеленой свите проведено внедрение разработанных технологий по временному блокированию продуктивного пласта, водоизоляции и созданию искусственной призабойной зоны в газовых скважинах. Экономический эффект от внедрения указанных технологий в газовых скважинах Северо-Ставропольского ПХГ за период 1998 - 2004 гг. составил более 70 млн руб.

Данный комплекс технологических решений по повышению качества строительства и ремонта скважин может найти успешное применение на газовых месторождениях и ПХГ, характеризующихся низкими пластовыми давлениями.

Четвертая глава посвящена современному состоянию экологической безопасности Северо-Ставропольского ПХГ.

Одной из задач представляемой работы является анализ современного состояния компонентов природной среды с точки зрения воздействия на них технологических объектов СС ПХГ, выявление, оценка и прогноз этих воздействий, а также обоснование системы производственно-экологического мониторинга (ПЭМ).

Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС) СС ПХГ в соответствии с законом «Об экологической экспертизе» осуществляется для всех объектов хозяйственной деятельности на стадиях обоснований инвестиций, технико-экономических обоснований и/или проектов. При этом оценке воздействия подлежат как строящиеся, так и реконструируемые и ликвидируемые предприятия.

Целью данных исследований в области экологии является определение масштаба негативного воздействия СС ПХГ на окружающую среду, прогноз отдельных последствий и, на основе этого, обоснование системы мониторинга за значимым негативным воздействием.

В качестве уровней отсчета, в отличие от строящихся объектов, принимаются характеристики условно «чистых» участков территории, на которой влияние СС ПХГ минимально.

Осложняющим моментом исследований, уже при прогнозировании негативных последствий, становится отсутствие показателей, характеризующих устойчивость экосистем к воздействиям технологических объектов. В связи с этим чрезвычайно актуальной задачей оказалось определение критических нагрузок для экосистем территории.

Основное внимание было уделено натурным наблюдениям, позволяющим определить влияние ПХГ на качество атмосферного воздуха в приземном слое.

Основными видами воздействия СС ПХГ на окружающую среду являются: выбросы в атмосферу углеводородов, оксидов азота и углерода от компрессорных станций, эмиссия метана с территории газохранилища, нарушение почвенного покрова в процессе бурения и обустройства скважин, возможное загрязнение почв буровыми растворами и выбросами в атмосферу, поступление загрязняющих веществ в поверхностные и грунтовые воды за счет срыва с территории ПХГ, сбросов с компрессорных станций и при авариях на скважинах.

Уровень загрязнения атмосферы на большей части территории газохранилища не превышает установленных нормативов. Объекты ПХГ, работающие в безаварийном режиме, существенного влияния на загрязнение атмосферного воздуха не ока-

зывают. Максимальные концентрации загрязняющих веществ (до 1 - 1, 2 ПДК) отмечены вблизи населенных пунктов и автодорог, которые являются основными загрязнителями атмосферы.

Эмиссия метана в атмосферу с территории горного отвода СС ПХГ составляет 132 т/год. Районы повышенной эмиссии метана связаны с зонами сильной разбуренности чокракской газоносной залежи и с выходами на поверхность средне-сарматского водоносного горизонта. Локальные очаги эмиссии метана приурочены к площадкам эксплуатационно-нагнетательных скважин. В почво-грунтовой толще в результате бактериального окисления, процессов сорбции и растворения поглощается 334 т/год метана.

Снеговая и литохимическая съемки на территории горного отвода СС ПХГ не выявили существенного загрязнения почвенного покрова. Незначительные аномалии цинка, меди и молибдена выделены у населенных пунктов.

В процессе рекультивации нарушенных при бурении земель практически у всех скважин верхний почвенный горизонт восстановлен не на полную мощность. На рекультивированных участках свойства переотложенного пахотного горизонта в основном соответствуют свойствам пахотного горизонта ненарушенных почв. Под переотложенным пахотным горизонтом формируется специфический техногенный слой, обладающий неблагоприятными физическими и химическими свойствами. Однако урожайность выращиваемых культур на рекультивированных и ненарушенных землях существенно не отличается.

Поверхностные и фунтовые воды рассматриваемого района загрязнены нефтепродуктами - 3 - 4 ПДК, фенолами - 5 - 24 ПДК, диэтиленгликолем - 2 - 3 ПДК, *Fe*, *Zn*, *Si*, *Pb* - 1-20 ПДК. Загрязнение вод диэтиленгликолем обусловлено деятельностью ПХГ. Загрязнение нефтепродуктами, фенолами, железом и тяжелыми металлами связано с воздействием ПХГ и населенных пунктов.

Разработана и реализуется система производственно-экологического мониторинга СС ПХГ, включающая подсистему контроля источника воздействия на природную среду, подсистему мониторинга состояния природной среды и подсистему подземного технологического контроля. Первая подсистема состоит из блока характеристик источников выбросов компрессорных станций и блока контроля состояния скважин, ГРП и других объектов. Вторая - из блоков мониторинга загрязнения атмосферного воздуха, поверхностных и подземных вод. Третья включает блок контроля за герметичностью ПХГ и блок контроля за процессами в пластах-коллекторах газа.

Результаты работы использованы при эксплуатации СС ПХГ в хадумском горизонте и зеленой свите, разработке системы экологического, геолого-промышленного контроля за эксплуатацией СС ПХГ, оптимизации технологических режимов ПХГ.

В пятой главе приведена методология повышения надежности и безопасности эксплуатации ПХГ.

Скважина является сложным инженерным сооружением, позволяющим получить взаимосвязь с недрами и испытывающим значительные нагрузки. Она является потенциальным источником экологической опасности. Поэтому особенно для ПХГ остро встает вопрос разработки метода выбора рациональной плотности скважин, позволяющей при минимальном количестве скважин добиться выполнения технологического режима эксплуатации ПХГ.

В связи с увеличением количества эксплуатационных скважин на Северо-Ставропольском ПХГ в хадумском горизонте до 648 и необходимости бурения дублеров старого, находящегося в эксплуатации еще со времени разработки месторождения, фонда скважин, рассмотрены различные варианты сетки скважин в районе планируемого размещения нового ГРП-14. Район размещения скважин был рекомендован автором в центральной высокопродуктивной части хранилища, где была еще относительно свободная площадь для размещения скважин, с учетом ситуации на местности. Рассмотрено несколько вариантов - с размещением 24, 30, 35, 40, 45 и 50 скважин. Для проведения газогидродинамических расчетов использованы ус-

вершенствованная многозонная математическая модель и геолого-промысловая двумерная модель пласта с использованием неравномерной сетки в цилиндрических координатах. При расчетах было принято для всех вариантов, что общее количество газа в пласте на начало отбора составляет 66 млрд. м³, в первые три декады периода отбора суточный отбор составляет 60 млн. м³, начиная с четвертой декады максимальный суточный отбор составляет 125 млн. м³ и его величина в последующее время определяется возможностями хранилища, при минимальном абсолютном давлении на приеме ДКС 1,1 МПа. Коэффициенты фильтрационного сопротивления для скважин большого диаметра приняты равными коэффициентам сопротивления скважин диаметром 219 мм, которые были в этой зоне хранилища при разработке месторождения.

Оптимальное количество скважин в районе ГРП-14 с учетом взаимодействия этой зоны с соседними определяется из условия

$$\left\{ \sum_{i=1}^{14} Q_i = f(N_{\text{опт}}) \right\} \Rightarrow \max, \quad (11)$$

где Q_i - отбор газа из i -го ГРП с учетом взаимодействия между зонами геолого-промысловой модели, млн. м³; $N_{\text{опт}}$ - оптимальное количество эксплуатационных скважин в зоне планируемого ГРП, равное

$$N_{\text{опт}} = N + \Delta N, \quad (12)$$

где N - количество эксплуатационных скважин в зоне планируемого ГРП; ΔN - дополнительное количество скважин с учетом некачественного строительства скважин и вскрытия продуктивного пласта.

Учитывая результаты расчетов и сложности со строительством скважин большого диаметра в условиях аномально низких пластовых давлений, оптимальным является вариант с бурением 35 скважин в зоне ГРП-14.

Для повышения надежности и безопасности эксплуатации ПХГ весьма важным является оптимизация предельных режимов работы подземного хранилища. Результатом оптимизации является согласование промысловой и компрессорной частей хранилища, что позволяет минимизировать количество работающих газоперекачивающих агрегатов и уменьшить выбросы вредных веществ в атмосферу. Оптимизация производится на основе ежегодного прогнозирования совместной работы промысловой части ПХГ и ДКС-1 и 2, имеющих разные типы газоперекачивающих агрегатов (ГПА-Ц-16 и ГПА-Ц-6,3 соответственно) с учётом пропускной способности магистрального газопровода.

Теоретические расчёты по оптимизации режима работы ПХГ возможно выполнить только отдельно для промысловой части и для ГПА каждой ступени компримирования газа, а этого недостаточно для определения взаимного влияния параметров работы объектов промысловой и компрессорной части, даже при постоянном режиме, а тем более при изменениях в режиме. В связи с этим возникла необходимость разработки методики прогнозирования совместной работы для промысловой и компрессорной частей ПХГ на основе накопленных статистических данных и опыта эксплуатации, позволяющих определить приемлемый вариант.

Для решения этой задачи сделан анализ оперативной информации о работе компрессорных станций ПХГ за 1998 - 2001 гг., на основе которого выделены основные параметры, характеризующие возможные режимы работы ПХГ с допустимой погрешностью. Анализ показывает, что при увеличении отбора газа из ПХГ первым параметром, достигающим предельного значения, является степень сжатия второй ступени ДКС-1, которая находится в прямой зависимости от давления на выходе ГРП ($P_{\text{вых ГРП}}$), давления в магистральном газопроводе и температуры транспортируемого газа. В результате прогнозирования режима работы ПХГ сводится к определению суточной производительности в зависимости от давления на выходе ГРП (то есть на входе ДКС) и рабочего давления в магистральном газопроводе, задавав-

мого диспетчерской службой из условия обеспечения режима работы магистрально-газопровода.

По фактическим параметрам построена зависимость суммарной суточной производительности дожимных компрессорных станций - $Q_{\text{сут ПХГквд}}$ от давления на входе ДКС ($P_{\text{вх ДКС}}$), для всех возможных давлений на выходе ДКС - $P_{\text{вых ДКС}}$ с линиями ограничения по максимальной и минимальной степени сжатия. Полученная зависимость проверяется и уточняется в каждом сезоне отбора газа и используется совместно с графиком возможных суточных отборов газа из ПХГ в зависимости от давлений $P_{\text{гпл}}$ при разных пластовых давлениях в зоне закачки-отбора. Это позволяет с достаточной точностью оперативно прогнозировать изменение основных параметров работы объектов ПХГ. Для удобства пользования и наглядности выполнен совмещённый график, где одна зависимость накладывается на другую.

Таким образом, методика, использующая наработанную статистику и учитывающая опыт совместной эксплуатации ДКС и промысловых частей, позволяет получить достоверные результаты прогнозирования предельных режимов работы СС ПХГ.

Автором совместно с Б В Будзуляком, С А. Егурцовым разработан новый подход к обеспечению надежной и экологически безопасной эксплуатации технологических объектов ПХГ на основе создания и внедрения системы диагностики. Новизной предлагаемого методологического подхода к обеспечению надежности и экологической безопасности функционирования технологических объектов ПХГ является перевод системы их технического обслуживания и ремонта от традиционной (регламентной, планово-профилактической) к новой ресурсосберегающей системе обслуживания и ремонта "по техническому состоянию", при которой объем и начало проведения ремонтно-профилактических мероприятий определяется с учетом фактического технического состояния технических устройств, оборудования и сооружений, установленного посредством технического диагностирования

Диагностика в настоящее время становится центральным звеном в обеспечении надежности функционирования ЕСГ (в том числе и технологических объектов ПХГ), важнейшим фактором, определяющим стабильность и безопасность обеспечения потребителей природным газом.

Основными целями создаваемой системы диагностического обслуживания объектов ПХГ являются:

- обеспечение защищенности жизненно важных интересов личности и ОАО "Газпром" от аварий на технологических объектах ПХГ и последствий указанных аварий, посредством предупреждения аварийного выхода из строя технических устройств, оборудования и сооружений ПХГ;

- обеспечение безопасности и эффективности работы технических устройств, оборудования и сооружений ПХГ;

- увеличение сроков эксплуатации технических устройств, оборудования и сооружений ПХГ, посредством обоснованного продления срока их безопасной эксплуатации,

- оптимизация управления (на базе диагностической информации) обслуживанием и ремонтом технических устройств, оборудования и сооружений по "фактическому техническому состоянию";

- прогнозирование технического состояния устройств, оборудования и сооружений и выработка обоснованных рекомендаций по их дальнейшей эксплуатации;

- снижение эксплуатационных затрат;

- унификация и внедрение информационного, методического и метрологического обеспечения системы экспертизы промышленной безопасности и диагностирования в ОАО "Газпром".

Принципиально система диагностирования технологического оборудования и трубопроводов ПХГ в пространственном и временном отношении должна охватывать все стадии их жизненного цикла (проектирование, строительство, эксплуатация,

реновация) и все звенья технологического процесса хранения газа: скважина - фонтанная арматура - технологическая обвязка кустов скважин - шлейфы - технологическое оборудование установок подготовки газа, КС и СОГ - газопроводы подключения к магистрали, а также часть природной среды в зоне взаимодействия с инженерными сооружениями, то есть включать подсистему мониторинга состояния территории подземных хранилищ газа.

В принципиальной схеме комплексной диагностики и принятия решения об эксплуатации объектов ПХГ выделены три основных уровня, необходимых для анализа состояния объектов ПХГ, - это системы базы знаний и обследований; технические методы и реализующие их средства; система принятия решений по результатам диагностирования.

Предлагаемая принципиальная организационная структура системы диагностического обслуживания технологического оборудования и трубопроводов ПХГ включает в себя:

- методическое обеспечение;
- приборно-аппаратное обеспечение;
- единую базу данных;
- контроль качества;
- планирование работ;
- контроль и координацию выполнения работ (диспетчеризацию);
- кадровое обеспечение;
- ремонтно-восстановительные работы (РВР).

Для снижения стоимости диагностических работ и в то же время 100 % охвата всех технологических трубопроводов и оборудования ГПО ПХГ предполагается реализовать следующую схему обследования, состоящую из 4-х этапов.

1 этап - проведение базового диагностического обследования - "нулевого отчета", являющегося базой для проведения дальнейших диагностических работ;

2 этап - периодические диагностические обследования оборудования и трубопроводов, оценка технического состояния, выдача рекомендаций по срокам проведения ремонтов;

3 этап - расширенные диагностические обследования. Объем и объекты расширенных диагностических обследований определяются по результатам 1-го и 2-го этапов. По результатам расширенных обследований определяется объем ремонтно-восстановительных работ.

4 этап - проведение ремонтно-восстановительных работ, обеспечивающих расчетный режим эксплуатации и выдача заключения о возможных режимах эксплуатации оборудования.

1-й и 2-й этапы проводятся для всего оборудования. При этом объемы диагностических обследований невелики и большая часть работ выполняется специалистами 1-го уровня по системе сертификации НК и ТД.

Весьма важным при подземном хранении газа не только с технологической, экологической точек зрения, но и с экономической является контроль за составом закачиваемого и отбираемого газа. В связи с этим автором совместно с Б.В. Будзюляком, В.В. Жаровым разработаны метод и приборный комплекс контроля состава газа, которые внедрены на Северо-Ставропольском ПХГ.

Квадрупольный масс-спектрометр (составная часть приборного комплекса) относится к динамическим приборам с последовательным во времени анализом спектра. Масс-спектрометр этого типа, как и любой другой, состоит из источника ионов, фильтра масс и приемника ионов. Основой аналитической части прибора является фильтр масс, выполненный в виде так называемого квадрупольного конденсатора.

Конструктивно квадрупольный конденсатор выполняется в виде четырех проводящих стержней, расположенных параллельно друг другу. К стержням попарно прикладывается электрический сигнал специальной формы. Роль фильтра масс за-

ключается в том, чтобы из всех ионов, выпущенных ионным источником в фильтр вдоль его оси z, до выхода фильтра долетели только ионы с массой τ .

Если на электроды квадрупольного конденсатора подать напряжение, изменяющееся по закону

$$u = U_0 + U_m \cos(\omega t), \quad (13)$$

где U_0 - постоянная составляющая, U_m - амплитуда переменной составляющей, ω - циклическая частота сигнала, уравнения движения ионов можно будет представить в виде:

$$\frac{d^2x}{d\xi^2} + (a + 2q \cos 2\xi)x = 0, \quad (14)$$

$$\frac{d^2y}{d\xi^2} - (a + 2q \cos 2\xi)y = 0, \quad (15)$$

$$\frac{d^2z}{d\xi^2} = 0, \quad (16)$$

где

$$a = 8eU_0/mr_0^2\omega^2; \quad q = 4eU_m/mr_0^2\omega^2; \quad \xi = \omega t/2, \quad (17)$$

ξ - некоторая независимая безразмерная переменная.

Общее решение его может быть представлено в виде суммы двух рядов:

$$x(\xi) = A_1 \exp(\mu\xi) \sum_{r=-\infty}^{+\infty} C_{2r} \exp(2r\xi) + \\ + B_1 \exp(-\mu\xi) \sum_{r=-\infty}^{+\infty} C_{2r} \exp(-2r\xi) \quad (18)$$

где A_1 и B_1 - произвольные постоянные, $i = \sqrt{-1}$, μ - некоторая комплексная величина, C_{2r} - постоянный коэффициент ряда.

Таким образом, квадрупольный конденсатор с напряжением вида (13), поданным на его электроды, может обладать избирательностью по массам и может применяться в качестве фильтра масс.

В данной работе был создан автоматизированный газоаналитический комплекс, специализированный для нужд автотранспортной промышленности. Разработанный комплекс включает в себя:

1. Фильтр масс, монтируемый на вакуумном фланце, состоит из: источника ионов с электронным ударом, входной линзы, блока стержней, выходной диафрагмы, детектора (вторичного электронного умножителя типа ВЭУ-6).

2. Блок питания ионной оптики.

3. Высоко частотный генератор.

4. Компьютер со встроенными платами ЦАП (12 разрядов).

5. Программное обеспечение для управления, приема, обработки и отображения информации на экране дисплея.

6. Соединительные кабели.

Основные характеристики и ряд технических особенностей газоанализатора:

- диапазон масс - 1 - 200 а.е.м.;

- разрешающая способность, определенная по 10 % уровню высоты массового пика $R_{01} = 0,5 M$, где M - массовое число;

- чувствительность - 10^{-6} А/Па или детектирование гелия из атмосферы воздуха при уровне сигнал/шум не менее 2;

- изотопическая чувствительность (разделение двух соседних массовых пиков по 10 % уровню при указанном соотношении интенсивностей пиков), $\geq 10^6$;

- диапазон рабочих давлений - (Па) $< 10^5$.

Следует отметить, что программный комплекс являющийся неотъемлемой частью газоанализатора, позволяет не только полностью управлять работой газоанализатора в автоматическом режиме, но и выполняет различные вспомогательные вычисления по обработке и интерпретации экспериментальных данных.

В анализе эксплуатации ПХГ при упруго-водонапорном режиме важную роль играет такой источник информации как график зависимости приведенного средне-взвешенного по поровому объему пластового давления от текущих запасов газа в хранилище. Имея такой график можно судить о пределах изменения порового объема хранилища в цикле эксплуатации, об энергетических характеристиках процесса отбора - закачки, о текущих запасах газа, делать прогнозы изменения среднего пластового давления при изменении объема закачки или отбора. В условиях отсутствия других источников информации представляет интерес дальнейшее изучение графика вышеуказанной зависимости для выявления еще неизвестных его характерных особенностей.

С этой целью была рассмотрена задача: какова будет зависимость приведенного среднего пластового давления ПХГ от текущих запасов газа при гармоническом изменении приведенного среднего пластового давления в течение цикла эксплуатации при водонапорном режиме. Хранилище представлялось: 1) граничащим с полосообразной бесконечной водонапорной областью; 2) укрупненной скважиной в бесконечном водоносном пласте. Давление на границе считать равным среднему пластовому давлению в хранилище.

При изменении среднего пластового давления по законам $p_T(t) = p_H + a \sin \omega t$ и $p_T(t) = p_H + a \cos \omega t$ получаются, соответственно, следующие формулы для определения накопленного объема воды, поступившей в хранилище:

$$Q_a(t) = -\frac{aFk}{\mu} \left[\frac{1}{\sqrt{\omega\kappa}} \sin\left(\omega t - \frac{\pi}{4}\right) + \frac{2\omega}{\pi} \int_0^t \frac{e^{-\omega^2 u^2}}{\kappa^2 u^4 + \omega^2} du \right], \quad (19)$$

$$Q_b(t) = -\frac{aFk}{\mu} \left[\frac{1}{\sqrt{\omega\kappa}} \cos\left(\omega t - \frac{\pi}{4}\right) - \frac{2}{\pi} \int_0^t \frac{\kappa u^2 e^{-\omega^2 u^2}}{\kappa^2 u^4 + \omega^2} du \right], \quad (20)$$

где a - амплитуда изменения давления на ГВК; $\omega = \frac{2\pi}{T}$; T - длительность цикла экс-

плуатации; p_H и $p_T(t)$ - начальное и текущее давления на ГВК, соответственно; F - площадь ГВК; κ и μ - коэффициента проницаемости и динамической вязкости воды; κ - коэффициент пьезопроводности водоносной области пласта. Интегралы в (19) и (20) для больших значений времени исчезают.

Поскольку выражения градиентов давления на стенке галереи и на стенке укрупненной скважины, как показано в диссертации, совпадают при большом радиусе укрупненной скважины, то в обоих случаях для зависимости V_T от $p(t)$ по материальному балансу через t , как параметр, получаются следующие формулы:

$$V_T = V_H \frac{p_T}{p_H} \left[1 + \frac{F \cdot k \cdot a}{\mu \Omega_H \sqrt{\omega \kappa}} \sin\left(\omega t - \frac{\pi}{4}\right) \right], \quad (21)$$

$$V_T = V_H \frac{p_T}{p_H} \left[1 + \frac{F \cdot k \cdot a}{\mu \Omega_H \sqrt{\omega \kappa}} \cos\left(\omega t - \frac{\pi}{4}\right) \right], \quad (22)$$

где Ω_H и V_H - начальные поровый объем и запасы газа в хранилище.

Расчеты и построенные по их результатам графики показали, что если закачка и отбор осуществляются так, что среднее пластовое давление меняется по закону синуса или косинуса, то поровые объемы, достигаемые при максимальном и минимальном пластовых давлениях, достигаются затем при обратном ходе ГВК при на-

чальном (равновесном) давлении. Таким образом, для хранилищ достаточно больших размеров: 1) геометрия водонапорной системы не имеет значения при расчетах; 2) точка максимально - достигаемого порового объема лежит выше равновесного (начального) пластового давления, а точка минимально - достигаемого порового объема лежит ниже равновесного пластового давления.

Таким образом, если закачка и отбор осуществляются так, что среднее пластовое давление меняется по закону синуса или косинуса, то поровые объемы, достигаемые при максимальном и минимальном пластовых давлениях, достигаются затем при обратном ходе ГВК при начальном (равновесном) давлении.

Для хранилищ достаточно больших размеров геометрия водонапорной системы не имеет значений при расчетах.

При гармоническом возбуждении пласта со сдвигом фазы решение может быть получено при использовании формул синуса или косинуса суммы двух углов.

Резервуар ПХГ с зональной неоднородностью есть разновидность пласта с двойной пористостью. Поэтому следует ожидать, что перетоки газа при эксплуатации ПХГ, являющейся неустановившимся процессом, должны вызывать запаздывание перераспределения давления между зонами с разными коллекторскими свойствами. Так, в начале периода закачки давление в высокопроницаемой зоне будет расти быстрее, чем если бы оно росло во всем резервуаре ПХГ с коллекторскими свойствами такими же, как и в высокопроницаемой зоне. Затем, по мере роста давления в высокопроницаемой зоне, будет увеличиваться отток газа из высокопроницаемой зоны в низкопроницаемую зону и рост давления в высокопроницаемой зоне замедлится. В периоде отбора все будет происходить в обратном порядке.

Следовательно, при зональной неоднородности резервуара ПХГ существуют условия для гистерезиса зависимости приведенного среднего пластового давления от запасов газа в ПХГ. Поэтому гистерезисные графики " приведенное среднее пластовое давление - запасы газа" могут наблюдаться не только при эксплуатации ПХГ при водонапорном режиме. Если при водонапорном режиме они обусловлены запаздыванием перемещения ГВК по отношению к началу закачки или отбора, то при газовом режиме, как указывалось выше, их появление объясняется перетоками между зонами ПХГ, неоднородными по коллекторским свойствам. ПХГ может быть приурочено: 1) к зонально-неоднородному пласту; 2) к трещиновато-пористому пласту; 3) к двум пластам с разными коллекторскими свойствами, причем верхний пласт имеет лучшие емкостно-фильтрационные параметры и только он и вскрывается сеткой скважин, через которые осуществляются закачка и отбор газа.

Последний случай наиболее интересен, так как имеет место на Северо-Ставропольском ПХГ. Для количественной оценки возможности появления гистерезисных графиков при газовом режиме и установления особенностей в поведении гистерезисной кривой была рассмотрена двухпластовая модель ПХГ, описываемая системой уравнений материального баланса для каждого пласта с учетом перетоков газа.

Система уравнений материального баланса (случай закачки) следующая (С.Н. Закиров, Б.Б. Лапук, 1974):

$$\delta_1 \Omega_1 = \delta_{\alpha 1} \Omega_1 + \delta_{\alpha 0} Q_{\text{либ}}(t) - p_{\alpha 0} Q_{\text{св}}(t) \quad (23)$$

$$p_1 \Omega_2 = \delta_{\alpha 2} \Omega_2 - \delta_{\alpha T} Q_{\text{либ}}(t) \quad (24)$$

$$Q_{\text{либ}}(t) = \int_0^t q(t) dt \quad (25)$$

$$q(t) = \gamma(p_1^2 - p_2^2) \quad (26)$$

где p_H - начальное приведенное среднее пластовое давление в обоих пластах; p_{T1} и p_{T2} - текущие средние приведенные пластовые давления в верхнем и нижнем пластах, соответственно; $p_{\alpha T}$ - атмосферное давление; Ω_1, Ω_2 - поровые объемы верхнего и нижнего пластов, соответственно; $Q_{\text{либ}}(t)$ - текущий накопленный объем газа,

перетекшего из верхнего в нижний пласта; $Q_{\text{ЗАКДОБ}}(t)$ - текущий накопленный объем газа, закачанного или добытого по истечении времени t , γ - коэффициент, характеризующий интенсивность перетока между пластами.

В качестве расчетной схемы было принято пошаговое по времени вычисление p_1 , p_2 и $Q_{\text{ПЕР}}(t)$ по формуле трапеций:

$$Q_{\text{ПЕР}i} = Q_{\text{ПЕР}i-1} + \frac{\Delta t}{2} (q' + q'^{-1}), \quad (27)$$

где Δt - шаг по времени и i - номер шага.

В качестве исходных данных для расчетов были приняты данные, близкие к характерным для ПХГ в хадукомском горизонте.

Графики зависимости среднего приведенного давления в первом пласте от текущего накопленного закачанного или отобранного объема газа, построенные по результатам расчетов, показали, что с увеличением интенсивности перетока (при прочих равных условиях) они претерпевают следующие изменения. При малой интенсивности перетока работает фактически только верхний пласт и график представляется прямой линией и при закачке и при отборе газа. С увеличением интенсивности перетока график начинает раздваиваться, вследствие снижения темпов роста давления в конце периода закачки и падения давления в конце периода отбора. Раздвоение достигает максимума при некотором значении интенсивности перетока и затем уменьшаясь, при дальнейшем увеличении интенсивности перетока, исчезает. График опять представляется прямой линией, но соответствующей теперь объединенному поровому объему верхнего и нижнего пластов и имеющей поэтому меньший уклон.

Для подтверждения полученных результатов к решению этой задачи был применен и другой подход, позволивший учесть коллекторские свойства и толщину нижнего пласта. Давление на кровле нижнего пласта считалось равным среднему пластовому давлению в верхнем пласте и переток газа мог осуществляться по всей площади соприкосновения пластов в соответствии с законом Дарси. Для подсчета текущего среднего давления в нижнем пласте, а следовательно и текущих запасов газа в нем, использовалась, учитывая известную аналогию теорий теплопроводности и фильтрации, выражение для средней температуры пластины, нагреваемой при постоянном перепаде температуры на поверхности в комбинации с принципом суперпозиции. Графически результаты расчетов были аналогичными предыдущему случаю.

Таким образом, при изменении интенсивности перетока существуют два предельных случая. 1) когда эксплуатируется только верхний пласт; 2) когда в эксплуатацию вовлечены оба пласта как одно целое; 3) между значениями интенсивности перетока газа, соответствующими этим двум случаям, находятся значения интенсивности перетока, которым отвечает третий, промежуточный случай, характеризующийся гистерезисностью зависимости среднего приведенного пластового давления верхнего пласта от накопленного закачанного или отобранного объема газа и, следовательно, от запасов газа в верхнем пласте.

Таким образом, гистерезис зависимости приведенного среднего пластового давления от запасов газа может быть обусловлен как эксплуатацией ПХГ при водонапорном режиме, так и при газовом

При водонапорном режиме из уравнения материального баланса имеем следующую формулу для подсчета текущего среднего пластового давления от запасов газа

$$p_r = \frac{p_*}{\left(1 + \frac{Q_2}{\Omega}\right)} \cdot \frac{V_r}{V_*}. \quad (28)$$

Решив уравнение (28) относительно текущего среднего пластового давления в верхнем пласте, получим

$$P_{T1} = \frac{P_*}{1 + \frac{\Omega_{пер}}{\Omega_1}} \cdot \frac{V_{T1}}{V_*}, \quad (29)$$

где $Q_{пер}$ - накопленный объем газа, перетекшего из одного пласта в другой $\Omega_{пер} = P_{AT} Q_{пер} / p_{T1}$ имеет смысл как бы приращения порового первого пласта на объем перетекшего во второй пласт газа, приведенного к p_{T1} , которое устанавливается в первом пласте при поступлении в него $Q_{закомб}$ за вычетом $Q_{пер}$.

Если проявление водонапорного режима сочетается еще и с перетоками газа между отдельными зонами с различными коллекторскими свойствами, то текущее среднее пластовое давление в зоне с лучшими коллекторскими свойствами в зависимости от запасов газа в ней будет описываться формулой:

$$P_{T1} = \left\{ \frac{P_*}{1 + (\Omega_{пер} + Q_r) / \Omega_1} \right\} \cdot \frac{V_{T1}}{V_*}. \quad (30)$$

Поскольку резервуары ПХГ, как правило, зонально-неоднородны по коллекторским свойствам, то при эксплуатации ПХГ при водонапорном режиме возникает проблема разделения влияния на гистерезисную кривую каждого из факторов.

Так как влияние каждого из факторов на гистерезисную кривую - одного знака, то разделить влияние, по-видимому, возможно на основе слежения за ГVK геофизическими методами исследования скважин.

В процессе циклической эксплуатации с течением времени возникает различие между фактическими запасами газа в хранилище и бухгалтерскими, поэтому насущным является нахождение способа определения фактических запасов, который основывался бы только лишь на данных изменения приведенного среднего пластового давления от изменения запасов газа. В диссертации изложена методика определения запасов газа в подземных хранилищах, эксплуатируемых при водонапорном режиме, использующая точки возврата гистерезисной кривой, в которых происходит смена знака процесса. При этом предполагается, что темпы отбора и закачки газа совпадают и переход от закачки к отбору происходит без нейтрального периода.

Известно, что в силу как-бы инерционности, некоторые процессы, после перехода от закачки к отбору или наоборот, продолжают еще некоторое время так, как если бы этого перехода не было. Так, после перехода от закачки к отбору при эксплуатации ПХГ при водонапорном режиме, ГVK еще некоторое время продолжает отсесняться из-за повышенного давления в ПХГ, а при эксплуатации ПХГ при газовом режиме еще некоторое время может продолжаться переток газа из зон продуктивного пласта с хорошими ЕФС в зоны с пониженными ЕФС. На основе этого предложен метод определения текущих запасов газа по уклонам односторонних касательных к гистерезисному графику в точке возврата, соответствующей переходу от закачки к отбору или наоборот (рис. 4).

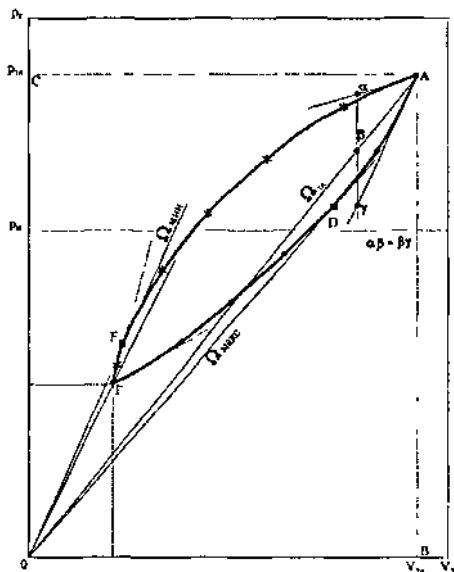
Показано, что если объем воды, внедряющейся в (оттесняемой из) ПХГ, представим в виде дифференцируемой функции текущих запасов газа в окрестности точки возврата и если нейтральный период отсутствует, то уклон прямой, соединяющей точку возврата с началом координат ($V_T, p_T/z$), равен полусумме уклонов вышеуказанных касательных и выражается как p_{AT}/Ω_T , где p_{AT} - атмосферное давление, а Ω_T - текущий поровый объем ПХГ. Другими словами, направление так проведенной прямой указывает истинное положение начала координат и, следовательно, текущие запасы газа в хранилище, которые могут и не совпадать с бухгалтерскими.

Гистерезисные графики «приведенное среднее пластовое давление - текущие запасы газа», как принято считать, характерны для эксплуатации ПХГ при водонапорном режиме. В диссертации, как упомянуто выше, показано, что при эксплуатации ПХГ при газовом режиме гистерезисные графики принципиально возможны из-за запаздывания перетоков газа между зонами ПХГ, сильно отличающимися по ЕФС.

Чтобы получить представление о том, какая причина обуславливает гистерезисность графика $p_T z = f(V_T)$, следует иметь сведения о перемещении ГVK. Это дает

возможность разделить влияние на гистерезисный график каждой из причин. Так, при анализе эксплуатации ПХГ в зеленой свите, было отмечено по скважинам, находящимся на периферии ПХГ, что газонасыщенная толщина пропорциональна пластовому давлению в месте расположения скважин. Такая прямая зависимость газонасыщенной толщины от пластового давления свидетельствует о такой же зависимости изменения порового объема от среднего пластового давления. Графики

Гистерезисная кривая ПХГ



Q_{max} - Q_{min} - минимальный и максимальный поровые объемы ПХГ, достигаемые в цикле эксплуатации. о и н - точки среднего пластового давления в периоде закачки и в периоде отбора соответственно, определенные по картам изобар

Рис. 4.

$p_{Tz}=f(V_T)$ должны, в этом случае, в отсутствие других влияний, представлять собой одни и те же линии и при отборе и при закачке и даже могут быть ошибочно приняты отражающими газовой режим эксплуатации. Следовательно, наблюдаемые гистерезисные графики $p_{Tz} = f(V_T)$ на ПХГ в зеленой свите обязаны своей гистерезисностью неоднородности по ЕФС продуктивного пласта, что подтверждает наличие зональной неоднородности.

Для подсчета текущих запасов газа в ПХГ используются карты изобар (для определения среднего пластового давления в ПХГ), а при анализе эксплуатации ПХГ подсчитывают еще объемы газа, перетекшие из одних зон ПХГ в другие.

Можно указать упрощенный способ определения порового объема отдельной зоны, который основывается на следующем. Во время периода отбора (закачки) наступает момент, когда изобарическая поверхность ПХГ становится плоской. Начиная с этого момента и еще некоторое время можно считать, что перетоки между зонами отсутствуют и использовать для определения порового объема зоны обычное уравнение материального баланса для газового режима.

Для определения текущего приведенного среднего давления в зоне можно использовать данные о статических давлениях в скважинах, находящихся в этой зоне ПХГ. Если зона невелика, то приведенные статические давления в скважинах будут близки к текущему приведенному среднему давлению в зоне.

Многолетний опыт разработки Северо-Ставропольского газового месторождения, а в дальнейшем эксплуатации его в качестве подземного хранилища газа, показал, что комплексный подход к использованию различных видов наблюдений, исследований и организация системы контроля за работой объекта позволяют надежно и эффективно эксплуатировать подземное хранилище газа на любой стадии его создания

Предусматриваются следующие виды контроля: 1) контроль технологических процессов, происходящих в газовой залежи; 2) контроль и наблюдения за герметичностью ПХГ; 3) контроль за верхними водоносными горизонтами. Второй и третий пункты на создаваемом ПХГ внедрены, и выполняются практически полностью.

В настоящее время создана сеть из тринадцати кустов контрольно-наблюдательных скважин за чокракским, конк-караганским и мамайским горизонтами.

Одним из решающих критериев, определяющих степень эффективности контроля за созданием и эксплуатацией ПХГ с большой площадью газонасыщенности и значительными запасами активного и буферного газа, является наличие и правильное размещение по площади сети оптимального числа наблюдательных скважин, которые в полном объеме и с высокой информативностью обеспечивали бы получение материалов различных видов исследований и промысловых наблюдений.

Основное внимание при выборе местоположения наблюдательных скважин уделено приконтурным районам ПХГ, где эксплуатационные скважины отсутствуют, а число наблюдательных скважин невелико. Как показала практика, наиболее эффективно контроль обеспечивается при лучевой системе расположения наблюдательных скважин в различных его районах. При этом скважины располагаются по профилям таким образом, что часть их находится в газовой зоне пласта и одна-две скважины расположены в законтурной области.

Кроме того, в представленной системе контроля предусматривается создание новых пьезометрических скважин, которые будут входить в профиль рекомендуемых лучей, расположенных в наиболее опасных направлениях как с точки зрения внедрения пластовых вод, так и с позиции расширения внешнего контура газонасыщенности. Создание дополнительного числа наблюдательных скважин в газовой части пласта и в законтурной области указанных районов ПХГ позволит более надежно установить и оценить:

- площадь распространения зоны возмущения;
 - характер ее распространения в отдельных районах законтурной области;
 - динамику распределения перепада давления между газовой и водоносной частями пласта Северо-Ставропольской площади;
 - оценить количество пластовой воды, в случае внедрения ее в газонасыщенную часть пласта;
 - динамику изменения химического состава флюидов в различных районах площади;
 - оценить динамику газонасыщенности пластов продуктивной толщи хадумского горизонта в приконтурных областях ПХГ в процессе закачки и отбора газа;
 - уточнить текущее положение газоводяного контакта в отдельных районах ПХГ.
- Предложенная система контроля дает возможность более надежно и эффективно вести наблюдение за эксплуатацией и герметичностью СС ПХГ.

В шестой главе рассмотрена методология оптимизации управления работой ПХГ.

Автором совместно с А.М. Тагировой, Л.Г. Коршуновой, О.В. Максименко и др. разработаны геолого-промысловые модели Северо-Ставропольского ПХГ, допускающие различные упрощения по сравнению с классическим подходом, учитывающие конкретные условия.

При создании комплексной модели системы «пласт-скважины-газосборный коллектор», работающей при условиях технологических ограничений и требований потребителей газа, необходимо включить в комплекс наиболее предпочтительную в смысле ресурсов ЭВМ и степени детализации фильтрационную модель. Решение задач прогнозирования и регулирования работы скважин и ПХГ требует многократных прогонов фильтрационной модели, и от степени ее детализации зависит общая трудоемкость решения. Так, используя детализированные трехмерные фильтрационные модели, приходим к снижению емкостных и временных резервов для моделирования комплекса в целом и решения конечной оптимизационной задачи регулирования режимами работы отдельных скважин и ПХГ. Кроме того, учитывая способы представления исходной геолого-промысловой информации в виде плоских карт, обеспечение трехмерных моделей данными является весьма проблематичным.

С другой стороны, традиционные балансовые модели укрупненных скважин не дают оснований для управления работой существенно различных групп скважин и значительно усредняют уже имеющуюся детализированную по площади исходную информацию.

В связи с вышесказанным, для включения в комплексную модель ПХГ наиболее предпочтительна плоская детализация пласта.

Разработаны два типа плоских моделей пласта хадумского горизонта Северо-Ставропольского ПХГ, различающиеся по характеру разбиения площади залежи газа. Неупорядоченный, произвольный способ разбиения на какое-либо количество плоских элементов при взаимодействии смежных определяет многозонную модель пласта. Регулярный способ разбиения площади с помощью координатной сетки лежит в основе сеточной модели.

Рассмотрим в сравнении схематизацию залежи в многозонной и сеточной моделях пласта. Так, многозонная модель позволяет выбрать области пласта с близким к однородному распределению характерных параметров - фильтрационных и емкостных коэффициентов, плотностью дренирования скважинами. Изменения количества зон и их конфигурации производятся на уровне корректировки базы данных. Программа автоматически настраивается на любое количество зон. Ограничением на количество зон являются размеры экрана. При выдаче информации с количеством строк, перекрывающим вертикальный размер экрана, переходы к следующим страницам затрудняют визуальный анализ. Пробные расчеты проводились для 15 - 19 зон. Наиболее адекватно отображающим фильтрационный процесс взаимодействия скважин принято разбиение на 19 зон. Зоны с 1 по 14 соответствуют площадям размещения скважин, подключенных к каждому из 14 газораспределительных пунктов (ГРП). При таком распределении зон явно проявляется взаимодействие групп скважин различных ГРП и наиболее удобно рассчитываются технологические параметры. Периферийная область разбита на зоны 15 - 19 в соответствии с распределением геолого-физических параметров и географическим местоположением.

Для регулярной сеточной модели принята цилиндрическая система координат с центром в области расположения скважин горизонта зеленой свиты. Углы, образующие исходящими из центра координатными лучами, определяются таким образом, чтобы на внутренней контуре ГВК, ограничивающей область закачки - отбора, отсекался приблизительно отрезок дуги координатной окружности. Так как данный контур имеет овальную форму, то принятая система координат наиболее адекватно приближена к эквипотенциальным линиям и линиям тока. Это дает основание для укрупнения угловых координат и за счет уменьшения секторов более детально раз-

бить радиальную координату, определяющую перетоки между центральной и периферийной областями. Сетка строится неравномерная как по угловой, так и по радиальной координате. Детальное разбиение по радиальной координате с шагом 500 м принято в области расположения эксплуатационных скважин. Периферийная зона разбивается секторами на укрупненные элементы, замыкающие регулярную последовательность элементов зоны закачки-отбора каждого сектора.

Особенности в формировании баз данных, определяющих свойства пласта и расположение скважин, соответствуют различию в схематизации многозонной и сеточной цилиндрической модели.

Как для многозонной, так и для сеточной модели в расчете притока газа к скважине учитываются индивидуальные характеристики скважин, но в первом случае пластовое давление усреднено по площади зоны, а во втором - по площади элемента сетки, увеличивающейся в направлении от центра к периферии. Как и пластовые давления, емкостные и фильтрационные параметры сеточной модели усреднены по площади элементов и образуют прямоугольные матрицы, где строками являются координаты по радиусу, а столбцами - угловые координаты. Так, данные одного сектора представлены цифровым столбцом, где последний элемент представляет периферийную зону, первый - центр зоны закачки - отбора. Взаимодействия элементов регулярной сетки определены их координатами. Особенностью многозонной модели является определение матрицы межзонного взаимодействия. Это симметричная матрица, элементами которой могут быть нули, если нет взаимодействия между зонами с соответствующими номерами строки и столбца, либо отличные от нуля коэффициенты пропорциональности между расходами газа и перепадами квадратов средних давлений смежных зон.

Основные уравнения в обоих случаях схематизации отображают материальный баланс газа для элементов сетки или зон пласта и неразрывность течения газа, но форма записи уравнений различна. Так, отдельная зона пласта имеет свое количество смежных зон с конкретными номерами, определенными для данной зоны. Любой элемент регулярной сетки, не являющийся граничным, имеет двух соседей по радиальной координате и двух по угловой, что определяет пятиточечную схему взаимодействующих элементов цилиндрической сетки.

Для зонной модели:

$$\tau_i = \tau_{i0} - Q_{доб,i} + Q_{пер,i}, \quad Q_{пер,i} = \sum_t \left[\sum_j \lambda_{ij} (P_j^2 - P_i^2) \cdot \Delta t \right] \quad (31)$$

где τ_i , τ_{i0} - текущие и начальные запасы *i-ой* зоны; $Q_{доб,i}$ - количество газа, добытое из *i-ой* зоны; $Q_{пер,i}$ - объем газа, накопленный за счет перетока (оттока) газа из смежных зон; λ_{ij} - коэффициент взаимодействия *i-ой* зоны и смежной *j-ой* зоны; P_j , P_i - средние пластовые давления в *j-ой* и *i-ой* зонах.

Для сеточной модели принята двойная индексация элемента: *i*-номер строки, *j*-номер столбца сетки

$$\left. \begin{aligned} \tau_{i,j} &= \tau_{i,j0} - Q_{доб,i,j} + Q_{пер,i,j}, \\ Q_{пер,i,j} &= \sum_t \left[\lambda_{i-1,j} \cdot (P_{i-1,j}^2 - P_{ij}^2) + \lambda_{i+1,j} \cdot (P_{i+1,j}^2 - P_{ij}^2) + \right. \\ &\quad \left. + \lambda_{i,j-1} \cdot (P_{ij-1}^2 - P_{ij}^2) + \lambda_{i,j+1} \cdot (P_{i,j+1}^2 - P_{ij}^2) \right] \cdot \Delta t \end{aligned} \right\} \quad (32)$$

Здесь (i, j) - центральный элемент пятиточечной схемы:

$$\begin{array}{ccccc} & & i-1, j & & \\ i, j-1 & & i, j & & i, j+1 \\ & & i+1, j & & \end{array} .$$

Различие в форме уравнений (31) и (32) определяет существенное различие в алгоритмах, реализующих решение. Так, уравнения системы (31) не упорядочены и к ним наиболее эффективна неявная схема приближений, разрешимая итерационными методами. Система уравнений (32) допускает неявное представление перетов вдоль радиальной координате, как наиболее значимых, и явное по угловой. Тогда приходим к упорядоченной системе уравнений с неизвестными вдоль одной радиальной координаты, что позволяет получить прямое, безитерационное решение методом прогонки в радиальном направлении. Данный алгоритм допускает погрешность, которая минимизируется подбором шага по времени.

Разработаны адаптационные алгоритмы, позволяющие идентифицировать емкостные и фильтрационные параметры пласта по данным промысловых карт изобар, проектируемых на элементы пласта (зоны или сеточные ячейки). Алгоритмы реализованы для многозонной модели. В основе адаптационной модели лежит построение гибкой и достаточно емкой компьютерной базы промысловых и моделируемых данных. Внешнюю базу данных, хранимую без изменений, составляют таблицы, формируемые для каждого периода истории эксплуатации. Матрицы коэффициентов межзонного взаимодействия (λ_{ij}), определенные для каждого периода, составляют корректируемую базу данных в процессе реализации адаптационной модели. К корректируемой базе относятся и данные распределения газонасыщенных объемов пор по элементам пласта. Разработанные алгоритмы адаптации модели основаны на методах вариационного анализа. Обратные задачи в связи с очевидной неоднозначностью их решений относятся к типу некорректных задач. Решение некорректных задач достигается с использованием регулирующей последовательности ограничений, позволяющей минимизировать влияние неоднозначности областей допустимых решений. Принимая рабочую гипотезу газового режима эксплуатации ПХГ, автор разработал корректирующую аппроксимацию динамики газосодержащего объема, как обобщение различных факторов, влияющих на поведение пластового давления.

Прогнозная модель ПХГ активизируется после проведения адаптации по всем циклам истории эксплуатации. Движение газа от пласта **1-ой** зоны к забюю скважины с учетом ее характеристик (коэффициентов сопротивлений в пласте, стволе, выкидной линии), от устья к ГРП, от ГРП суммарный дебит всех скважин данного ГРП к входу в ДКС или, наоборот, от входа в газосборную сеть до забоя скважин рассчитываются по известным формулам. По заданным плановым отборам (закачке) газа с ПХГ с учетом ограничений на работу ДКС и скважин, прогнозная модель оптимизирует показатели режимов эксплуатации скважин и ПХГ в целом. Отметим, что фильтрационные и гидравлические коэффициенты потерь давления при рассматриваемом движении уточняются по данным начала расчетного периода или принимаются по результатам уточнения предшествующего периода.

Согласование расчетных и фактических дебитов основано на обратной их зависимости от коэффициентов сопротивлений в призабойной зоне, коэффициентов гидравлических потерь в стволе, газопроводе. Данные замеров фактических давлений на устье скважин и в пунктах сбора позволяют более детально уточнить коэффициенты и, следовательно, прогнозные показатели.

Прогнозная модель ПХГ реализуется с применением зонной или сеточной пластовой модели и не имеет принципиальных различий в связи с различием в схематизации пласта.

В результате проведенных исследований достаточно детально разработано моделирование процессов эксплуатации хранилища, имеющего большую площадь газоносности и неоднородную характеристику продуктивного пласта. Модель содержит обширную базу данных, содержащую данные по динамике объемов закачки и отбора газа, времени работы скважин ежемесячно, пластового давления по всем скважинам за всю историю эксплуатации хранилища, динамику распределения пластового давления по площади хранилища, проектируемого на элементы модели пласта, динамику общих показателей в целом по ПХГ за этот же период, все необходимые данные для проведения прогнозных расчетов.

Сеточная геолого-промысловая модель Северо-Ставропольского ПХГ в хадумском горизонте послужила основой для создания автоматизированной системы

управления эксплуатацией хранилища и позволяет ежемесячно представлять эффективные прогнозные режимы эксплуатации ПХГ, выбирать рациональную плотность сетки скважин ПХГ в зоне размещения планируемого ГРП.

Система внутрипромыслового сбора газа в известных крупных промыслах России представляет сложную многокольцевую сеть коллекторов. Распределение потоков газа и давлений в газосборной сети оказывает влияние на работу скважин, в том числе на передавливание и обратную закачку в условиях неоднородных пластов, при наличии малодебитных скважин и неравномерного распределения давления в пласте. В практике проектирования режимов работы скважин и их регулирования, в основном, используются фильтрационные или балансовые модели движения газа в пласте в соединении с упрощенными схемами газосборных коллекторов. В связи с наблюдаемым влиянием динамики потоков газа в сложных газосборных сетях (ГСС) на показатели работы скважин и газопромыслового объекта в целом актуальной представляется задача создания математической модели сложной многокольцевой сети при наличии двух (или более) выходов в компрессорные станции, большого количества скважин, подключенных к нескольким ГРП. Рассматриваемая задача требует решения большой системы нелинейных уравнений и оптимизации давлений, расходов газа в точках выхода.

Автором совместно с Л.Г. Коршуновой, А.М. Тагировой разработана модель произвольной многокольцевой газосборной сети с двумя или более выходами в КС. Компьютерная программа, реализующая решение уравнений модели, тестирована на наглядном примере и адаптирована для сети, подобной газосборному коллектору хадумского ПХГ с 4-мя кольцами, двумя выходами ДКС-1, ДКС-2, 13-ю ГРП с приближенно реальными данными подключенных скважин.

Для схематизации ГСС воспользуемся формой связанного графа. Ветви графа ориентированы положительным направлением стрелок. Так, если направление потока газа совпадает с направлением стрелки, то величина расхода положительная, в противном случае - отрицательная.

По аналогии с описанием электрических цепей представляется описание ГСС в виде структурной матрицы, которая имеет вид таблицы с номерами узлов по вертикали и номерами ветвей графа сети по горизонтали. Если на пересечении i -го столбца и j -ой строки значение элемента матрицы $a(i, j)$ отлично от нуля, то j -ый узел является одним из концов i -ой ветви. Если при этом элемент матрицы $+1$, то положительное направление ветви определено исходящим из j -го узла. Если же значение $a(i, j) = -1$, то положительное направление i -ой ветви определено входящим в j -ый узел.

Структурная матрица отображает систему уравнений баланса потоков газа в узлах соединения ветвей аналогично закону Кирхгофа для электрической цепи.

В общем случае балансовые уравнения для сети с двумя выходами в КС имеют вид:

Номер узла			
1.....	$0 = \sum_{i=1}^1 \dot{a}_{1i} \cdot q_i + q_{A1}$	}	(33)
2.....	$0 = \sum_{i=1}^1 \dot{a}_{2i} \cdot q_i + q_{A2}$		
3.....	$0 = \sum_{i=1}^1 \dot{a}_{3i} \cdot q_i$		
.....			
V.....	$0 = \sum_{i=1}^1 \dot{a}_{1v} \cdot q_i$		
V + 1.....	$0 = \sum_{i=1}^1 \dot{a}_{1v+1} \cdot q_i - f(P_{v+1})$		
V + N.....	$0 = \sum_{i=1}^1 \dot{a}_{1v+N} \cdot q_i - f(P_{v+N})$		

Здесь N - число вершин графа, образованных подключением ГРП к газопроводу.

Для решения систем уравнений вида (33) необходимым условием является замкнутость, то есть равенство количества уравнений и количества неизвестных, определяемых из систем.

Система уравнений Кирхгофа определяется как замкнутая линейная относительно искомых расходов по ветвям "дерева" в том случае, если фиксированы расходы по главным ветвям графа сети, на выходах из сети (ДКС-1, ДКС-2), на входах в ГРП. При этом количество узлов на 1 больше, чем количество ветвей дерева, следовательно, одно из узловых уравнений опускается при решении линейной системы. В дальнейшем исключенное уравнение заменяется суммой всех уравнений Кирхгофа, отображающей общий материальный баланс потоков газа в сети.

Решение определенной системы линейных уравнений, составленной для произвольной конфигурации многокольцевого графа, представляет один из блоков вычислительного алгоритма.

Система уравнений, описывающая движение газа на участках газопроводов ГСС, аналогична закону Ома для электрических цепей, если за напряжение принимать квадрат давления в узле (P^2), за ток - квадрат расхода на участке (q^2). Количество таких уравнений совпадает с количеством всех ветвей графа сети.

$$\left\{ q_i \cdot a_i = \frac{P_r^2 - P_s^2}{b_i} \right\}, \quad (34)$$

где $i = 1, 2, \dots, lb$, b_i - коэффициенты потерь давлений на i -том участке газопровода, r - номер узла, для которого $a_{i,r} = +1$, s - номер узла, для которого $a_{i,s} = -1$.

Предполагаем известными расходы на участках сети " q_i " на момент определения давлений в узлах. Тогда система (20) относительно искомых давлений оказывается переопределенной, так как уравнения Ома на главных ветвях содержат давления, уже определенные в уравнениях Ома, составленных для ветвей "дерева". Опуская уравнения Ома на главных ветвях, мы получим систему из $l - G_l = V + N - 1$ уравнений для определения давлений в узлах сети, включая входы в КС, в количестве $V + N$. К полученной системе подключается уравнение общего материального баланса газа, заменяющее опущенное одно из уравнений Кирхгофа. В результате получим замкнутую систему уравнений относительно искомых давлений в узлах сети.

Общая система уравнений, описывающих движение газа в многокольцевой ГСС, расщепляется на подсистемы:

- 1) уравнения баланса газа в узлах сети (Кирхгофа) в количестве $V + N - 1$;
- 2) уравнения, описывающие потери давления при движении газа по участкам "дерева" газопровода (Ома), дополненные уравнением общего материального баланса, в количестве $V + N$;
- 3) уравнения Ома, описывающие потери давления по "главным" участкам ГСС, в количестве G ;

Общее количество уравнений модели, объединяющей все 3 подсистемы, составляет:

$$K = V + N - 1 + V + N + G_l.$$

Учитывая, что $G_l = lb - (V + N - 1)$, получим:

$$K = V + N + lb, \text{ что совпадает с количеством искомых давлений } (V + N) \text{ и количеством искомых потоков по всем участкам сети } (lb).$$

Свободными параметрами в общей системе уравнений модели представляются расходы на выходах, фиктивных ветвях - q_{d1}, q_{d2} . Это дает основание для постановки оптимизационных задач с ограничениями на отдельные параметры, а также для введения уравнений моделей ДКС-1, ДКС-2, связующих давления на входах с расходами на выходах в зависимости от характеристик ДКС. Любая из рассматриваемых оптимизационных задач сводится к решению общей системы уравнений модели при фиксированных приближениях q_{d1}, q_{d2} .

В связи с невозможностью прямого решения большой системы нелинейных уравнений модели, разработан алгоритм последовательных приближений.

Модели, описывающие работу ДКС-1, ДКС-2, предположительно могут представлять графические или аналитические зависимости:

$$q_{д1} = \varphi_1(P); \quad q_{д2} = \varphi_2(P), \quad (35)$$

где P - давление на входе в ДКС-1, ДКС-2.

Целевой функцией оптимизации режимов работы скважины и ПХГ в целом представляется невязка между моделируемой и фактически планируемой суточной производительностью ПХГ. Требуется так определить режимы работы скважин и ПХГ в целом, чтобы абсолютная величина целевой функции имела минимальное допустимое значение, либо обращалась в ноль.

$$\Phi = \min | Q_{ст}^{расч} - QPLAN | \geq 0. \quad (36)$$

$$\text{При отборе } Q_{ст}^{расч} = q_{д1} + q_{д2},$$

где $q_{д1}, q_{д2}$ - производительности ДКС-1, ДКС-2.

Как показали численные эксперименты, проведенные для графа сети, существует неединственная пара значений $q_{д1}, q_{д2}$, обеспечивающая минимум $\Phi(q_{д1}, q_{д2})$. Для получения однозначного решения необходимо ввести коэффициент "X", определяющий соотношение производительности ДКС-1, ДКС-2:

$$\frac{q_{д1}}{q_{д2}} = \lambda. \quad (37)$$

При определенных функциональных моделях ДКС-1, ДКС-2, принятых, например, в форме линейных уравнений:

$$q_{д1} = k_1 \cdot P, \quad q_{д2} = k_2 \cdot P, \quad (38)$$

Коэффициент "λ" определяется соотношением характеристик ДКС-1, ДКС-2:

$$\lambda = \frac{k_1}{k_2}. \quad (39)$$

При фиксировании "λ" минимизация функционала $\Phi(q_{д1}, q_{д2})$ сводится к однозначной минимизации функционала $\Phi(q_{д1})$ от одного параметра.

В цикле закачки режимы работы ПХГ оптимизируются по аналогичному критерию с учетом ограничений противоположного знака.

Необходимость наглядного, наиболее упрощенного для пользователя представления информации накладывает соответствующие требования к вычислительным процедурам реализации алгоритма моделирования. В состав вычислительных процедур вводятся процедуры преобразования входных данных в рабочие массивы программ.

Научная новизна характеризуется разработкой алгоритма расчета потоков и давлений в коллекторах многокольцевой газосборной сети с распределенными источниками-стоками и входами-выходами в КС, реализующего идею расщепленного итерационного процесса с попеременным превращением графа сети в "дерево" путем устранения главных ветвей и последующего уточнения расходов газа по главным ветвям.

Методологию оптимизации управления работой ПХГ реализует компьютерная программа, в которую подключена комплексную математическую модель пласта, газосборной системы и автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП) Северо-Ставропольского ПХГ, что необходимо для уточнения показателей работы скважин, ГРП и ПХГ в целом для оптимального регулирования режимов работы газопромысловых объектов.

Автоматизированная система предназначена для эффективного и надежного управления объектами СС ПХГ за счет:

- повышения оперативности управления текущими режимами;

- повышения точности, надежности и быстротействия контроля параметров и состояния оборудования;

- оперативной световой и звуковой сигнализации на пультах оператора, диспетчера и, в перспективе, службы ОПС;
- своевременного обнаружения и локализации аварий;
- документирования всей информации;
- удобства представления информации персоналу.

Поставленные цели достигаются за счет применения самых современных технических программных средств, характеризующихся следующими чертами:

- многоуровневое построение АСУ ТП, при котором представление информации иерархически централизуется (по ГРП, ДКС, ЦДП). Информация, по преимуществу, представляется на экране дисплея в наглядной, компактной, быстрообзорной форме;
- деление задач управления на самом нижнем уровне между микропроцессорными контроллерами, каждый из которых обслуживает сравнительно автономную зону технологического процесса;
- использование для связи технических средств между собой единой цифровой сети;
- применение в качестве станций управления микропроцессорных контроллеров (эти устройства в распределенной системе управления предназначены для решения задач автоматического регулирования и логического управления);
- создание персоналу комфортабельных условий для осуществления оперативного контроля и управления.

АСУ ТП Северо-Ставропольского **ПХГ** создается как многоуровневая, иерархическая интегрированная система, соответствующая структуре автоматизируемого объекта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Подводя итоги исследований, проведенных в рамках настоящей диссертационной работы, можно констатировать, что комплексное использование геологической, геофизической, технологической информации позволяет решать широкий круг практически значимых задач, возникающих на различных этапах создания и эксплуатации **ПХГ**. При этом решена крупная научная проблема, имеющая важное народнохозяйственное значение - обоснованы теоретические и методические принципы повышения надежности и безопасности эксплуатации **ПХГ**.

В диссертационной работе получены следующие основные результаты:

- 1) создание крупных базовых подземных хранилищ, которые, наряду с покрытием сезонной неравномерности газопотребления должны порой брать на себя на какой-то период и полное газоснабжение крупных регионов в зимнее время, экономически и технологически осуществляться на основе крупных истощенных газовых месторождений с достаточно большим газонасыщенным объемом продуктивных пластов, обладающих хорошими коллекторскими свойствами, герметичной ловушкой, расположенные в мощном газотранспортном узле в европейской части России;
- 2) установлено, что параметры пластового резервуара подземного хранилища и подземные воды под воздействием техногенных воздействий постоянно испытывают изменения. Величины коэффициента проницаемости четко повторяют структурный план **ПХГ**, в колебаниях которых во времени наблюдается четко выраженный тренд с проявлением техногенной составляющей.
- 3) Установлено, что максимальные и минимальные значения величин газонасыщенного пространства пласта **ПХГ** в зеленой свите относятся не к началу и концу периодов закачки и отборов, а отмечаются с некоторым запаздыванием. Так после окончания периода отбора, минимальная величина газонасыщенного объема приходится на период закачки - май месяц. После окончания периода закачки и начала отбора газа в период ноябрь - декабрь месяцы газонасыщенный объем хранилища продолжает расширяться, а затем начинается его уменьшение;

4) расчетами показана большая вероятность быстрого всплывания газа при подконтактной закачке. Подконтактная закачка не создает устойчиво-высокой (до 78 %) газонасыщенности по разрезу второго пласта из-за всплывания газа. В целом анализ результатов подконтактной закачки на СС ПХГ выявил целый ряд неучтенных при проектировании процессов, сопровождающих заполнения резервуара газом. И, прежде всего, это значительная неоднородность коллектора, способствующая неравномерному растеканию газа. Именно этот фактор стал определяющим при принятии решения об изменении технологической схемы закачки. Выполненные работы по зонированию резервуара на основе комплекса геолого-промысловых данных позволили уточнить схемы зонных закачек и отборов;

5) разработаны зонные схемы закачки и отбора газ из ПХГ, которые состоят в том, что вся площадь хранилища разбивается на 5 зон по очередности включения скважин в закачку или отбор. Группы скважин каждой зоны подключаются в закачку или отбор последовательно. Внедрение зонных схем позволило уменьшить поступление воды за первые 5 лет почти в два раза. Кроме того, число обводнившихся скважин также снизилось с 28 до 3;

6) при строительстве СС ПХГ в хадумском горизонте создан долгосрочный резерв, который может быть отобран из хранилища в течение последующего времени, после отбора в осенне-зимний период, без закачки газа. Данный резерв служит для повышения надежности газоснабжения, и, как следствие, увеличения объема отбора газа в экстремальных ситуациях. Кроме того, он, выполняя роль буферного газа, позволяет увеличить суточную производительность ПХГ;

7) решена задача совместной эффективной эксплуатации двух объектов хранения газа Северо-Ставропольского ПХГ, обладающих существенными геологическими и технологическими особенностями, которая позволяет надежно обеспечивать газоснабжение региона как в штатных, так и в экстремальных ситуациях. На СС ПХГ созданы уникальные условия по регулированию суточной неравномерности отбора. Объемы газа отбираемого газа определяются работой компрессорных станций и числом действующих скважин ПХГ. При этом изменение объемов отбора газа на 4 - 5 и 10-12 млн м³/сут достигается за счет разного числа работающих агрегатов на ДКС-2 и ДКС-1 соответственно, а на 1 - 3 млн м³/сут - в результате соответствующего регулирования отбора из ПХГ в зеленой свите при замене штуцеров или изменении числа действующих скважин;

8) в области бурения, заканчивания и капитального ремонта скважин разработаны и внедрены составы технологических жидкостей (ТЖ) и технология временного блокирования ПЗП, технология создания искусственной ПЗП, составы ТЖ и технология селективной водоизоляции, технология создания высокопроницаемой искусственной ПЗП в эксплуатационных газовых скважинах, новые составы ТЖ для интенсификации притоков в эксплуатационных скважинах;

9) основными видами воздействия СС ПХГ на окружающую среду являются: выбросы в атмосферу углеводородов, оксидов азота и углерода от компрессорных станций, эмиссия метана с территории газохранилища, нарушение почвенного покрова в процессе бурения и обустройства скважин, возможное загрязнение почв буровыми растворами и выбросами в атмосферу, поступление загрязняющих веществ в поверхностные и грунтовые воды за счет смыва с территории ПХГ, сбросов с компрессорных станций и при авариях на скважинах. Уровень загрязнения атмосферы на большей части территории газохранилища не превышает установленных нормативов. Объекты ПХГ, работающие в безаварийном режиме, существенного влияния на загрязнение атмосферного воздуха не оказывают. Максимальные концентрации загрязняющих веществ (до 1-1,2 ПДК) отмечены вблизи населенных пунктов и автодорог, которые являются основными загрязнителями атмосферы.

10) эмиссия метана в атмосферу с территории горного отвода СС ПХГ составляет 132 т/год Районы повышенной эмиссии метана связаны с зонами сильной разбуренности чокракской газоносной залежи и с выходами на поверхность средне-сарматского

водоносного горизонта. Локальные очаги эмиссии метана приурочены к площадкам эксплуатационно-нагнетательных скважин. В почво-грунтовой толще в результате бактериального окисления, процессов сорбции и растворения поглощается 334 т/год метана;

11) в области контроля за эксплуатацией ПХГ разработана и внедрена система эколого-производственного контроля, методы контроля;

12) разработана и внедрена совокупность методов по повышению надежности и безопасности эксплуатации ПХГ, включающая метод и схему зонных закачки и отбора газа, критериальные условия безопасной эксплуатации ПХГ, систему диагностирования объектов ПХГ, комплексную методику анализа состава газа;

13) разработана и внедрена в производство организационная схема управления эксплуатацией ПХГ на основе автоматизированной системы, включающей геолого-промысловую модель, модель газосборной системы, усовершенствованную систему контроля за эксплуатацией.

14) экономический эффект от внедрения указанных технологий на Северо-Ставропольском ПХГ за период 1998 - 2003 гг. составил более 120 млн руб.

В качестве ближайших задач по повышению надежности и безопасности эксплуатации ПХГ, в решении которых автор видит свое дальнейшее участие, выдвигаются следующие:

1) изучение особенностей функционирования сложных природно-техногенных систем, в частности ПХГ, в различных экстремальных условиях;

2) разработка модели ПХГ, как единого технологического объекта, согласованной с режимами работы магистральных газопроводов;

3) изучение влияния эксплуатации ПХГ на геозоологическую обстановку, на геологическую среду с целью совершенствования системы контроля.

Основное содержание диссертационной работы опубликовано в 50 печатных работах:

1. Технология проведения ремонтных работ в скважинах при низком пластовом давлении // Соавторы: С.В. Долгов, И.В. Зиновьев. М.: Недра, 1999. - 141 с.

2. К определению запасов газа в подземном хранилище при водонапорном режиме эксплуатации // Сборник научных трудов. Серия «Нефть и газ». Выпуск II. Ставрополь: СевКавГТУ, 1999. - С. 144-149.

3. Влияние песчаной пробки на работу газовой скважины // Соавторы: С.В. Долгов, И.В. Зиновьев // Сборник научных трудов. Серия «Нефть и газ». Выпуск II. Ставрополь: СевКавГТУ, 1999. -С. 177-185.

4. Технология временного блокирования продуктивного пласта // Соавторы: К.М. Тагиров, Р.А. Гасумов, В.З. Минликаев и др. // Сборник научных трудов. Серия «Проблемы капитального ремонта скважин и эксплуатации подземных хранилищ газа. Выпуск 33. Ставрополь: ОАО «СевКавНИПИгаз», 2000. С. 3 - 6.

5. Опыт применения индикаторных исследований на Северо-Ставропольском подземном хранилище газа // Соавторы: С.А. Варягов, Г.Н. Рубан, И.В. Зиновьев // Сборник научных трудов. Серия «Проблемы капитального ремонта скважин и эксплуатации подземных хранилищ газа. Выпуск 33. Ставрополь: ОАО «СевКавНИПИгаз». 2000. С. 12 - 19.

6. Технология восстановления обсаженной призабойной зоны пласта // Соавторы: К.М. Тагиров, Н.И. Андрианов, Г.Н. Рубан // Сборник научных трудов. Серия «Проблемы капитального ремонта скважин и эксплуатации подземных хранилищ газа. Выпуск 33. Ставрополь: ОАО «СевКавНИПИгаз», 2000. С. 84 - 94.

7. Лабораторные исследования по разработке и применению составов для проведения водоизоляционных работ // Соавторы: К.М. Тагиров, Р.А. Гасумов, Т.Ш. Вагина и др. // Сборник научных трудов. Серия «Проблемы капитального ремонта

скважин и эксплуатации подземных хранилищ газа. Выпуск 33. Ставрополь: ОАО «СевКавНИПИгаз», 2000. С. 120-125.

8. Учет циклического характера эксплуатации подземного хранилища газа при определении его запасов // Материалы Первой Международной конференции «Циклы». Ставрополь: СевКавГТУ, 1999. С. 65-68.

9. Влияние циклической работы ПХГ на обводненность газовых скважин в условиях упруговодонапорного режима // Соавторы: С.Б. Бекетов, С.А. Варягов и др. // Сборник научных трудов. Серия «Проблемы капитального ремонта скважин и эксплуатации подземных хранилищ газа. Выпуск 33. Ставрополь: ОАО «СевКавНИПИгаз», 2000. С. 23-28.

10. Сохранение естественной проницаемости продуктивных пластов при проведении перфорации // Соавторы: Р.А. Гасумов, С.А. Варягов и др. // Сборник научных трудов Серия «Проблемы капитального ремонта скважин и эксплуатации подземных хранилищ газа. Выпуск 33. Ставрополь: ОАО «СевКавНИПИгаз», 2000. С. 32 - 37.

11. Повышение качества вскрытия продуктивных пластов перфорацией // Соавторы: Р.А. Гасумов, Г.Н. Рубан // Сборник научных трудов. Серия «Проблемы капитального ремонта скважин и эксплуатации подземных хранилищ газа. Выпуск 33. Ставрополь: ОАО «СевКавНИПИгаз», 2000. С. 38 - 40.

12. Влияние прогрева пены на устьевое и забойное давление в скважине // Соавторы: К.М. Тагиров, Р.А. Гасумов и др. // Сборник научных трудов. Серия «Проблемы капитального ремонта скважин и эксплуатации подземных хранилищ газа. Выпуск 33. Ставрополь: ОАО «СевКавНИПИгаз», 2000. С. 55 - 56.

13. Новый тип индикаторов для исследования геофлюидодинамических процессов // Соавторы: Н.М. Трунов. С.А. Варягов и др. // Сборник научных трудов. Серия «Проблемы капитального ремонта скважин и эксплуатации подземных хранилищ газа. Выпуск 33. Ставрополь: ОАО «СевКавНИПИгаз», 2000. С. 60 - 70.

14. Исследования геофлюидодинамических процессов подземного хранилища газа // Соавторы: К.М. Тагиров, С.А. Варягов и др. // Сборник научных трудов. Серия «Проблемы капитального ремонта скважин и эксплуатации подземных хранилищ газа. Выпуск 33. Ставрополь: ОАО «СевКавНИПИгаз». 2000. С. 79 - 84.

15. Оценка водопритоков к газовым скважинам Северо-Ставропольского ПХГ зеленой свиты // Соавторы: С.А. Варягов, Н.К. Никитин и др. // Сборник научных трудов Серия «Нефть и газ». Выпуск 3. Ставрополь: СевКавГТУ, 2000. С. 111 - 115.

16. Повышение надежности газоснабжения Северного Кавказа // Соавторы: И.В. Зиновьев, Г.Н. Рубан // Потенциал, № 4,2000, с. 53 - 55.

17. Совершенствование системы контроля за эксплуатацией Северо-Ставропольского ПХГ в хадумском горизонте // Соавторы: И.В. Зиновьев, Г.Н. Рубан и др. // Сборник научных трудов. Серия «Нефть и газ». Выпуск 3. Ставрополь, 2000, с. 102 - 107.

18. Составы для временного блокирования продуктивного пласта // Соавтор: С.В. Долгов // Сборник научных трудов. Серия «Нефть и газ». Выпуск 3. Ставрополь, 2000. с. 98 - 101.

19. Усовершенствованная комплексная геолого-математическая модель крупного базового Северо-Ставропольского подземного хранилища газа с большой площадью газоносности // Соавторы: Ю.К. Игнатенко, О.В. Максименко // Сборник научных трудов. Серия «Нефть и газ». Выпуск 3. Ставрополь, 2000, с. 91 - 97.

20. Гарант стабильности газоснабжения на Северном Кавказе // Соавторы: И.В. Зиновьев, Г.Н. Рубан // Газовая промышленность, 1999, № 5. С. 61 - 62.

21. Выбор рациональной плотности сетки скважин ПХГ // Соавторы: Ю.К. Игнатенко, С.А. Варягов и др. // ИРЦ ОАО «Газпром», НТС «Транспорт и подземное хранение газа», № 3. 2002. С. 45 - 49.

22. Комплекс технологических решений по повышению качества строительства и ремонта скважин на подземных хранилищах газа // Соавторы: С.А. Варягов, И.В. Зиновьев // Обзорная информация. Серия «Транспорт и подземное хранение газа». М.: ИРЦ ОАО «Газпром», 2002. 56 с.

23. Особенности эксплуатации Северо-Ставропольского подземного хранилища газа // Соавторы: Ю.К. Игнатенко, С.А. Варягов и др. // Обзорная информация. Серия «Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений». М.: ИРЦ ОАО «Газпром», 2002. 91 с.

24. Комплекс технологий (технологических решений), направленных на повышение производительности скважин Северо-Ставропольского подземного хранилища газа // Соавторы: К.М. Тагиров, С.А. Варягов и др. // ИРЦ ОАО «Газпром», НТС «Наука и техника в газовой промышленности», № 2.2002. С. 3 - 7.

25. Особенности совместной эксплуатации двух объектов хранения газа Северо-Ставропольского хранилища газа // Соавторы: Ю.К. Игнатенко, С.А. Варягов и др. // ИРЦ ОАО «Газпром», НТС «Транспорт и подземное хранение газа», № 3.2002. С. 36 - 44.

26. Прогнозирование предельных режимов работы Северо-Ставропольского ПХГ // Зиновьев В.В., Аксютин О.Е., Ломакин Н.А. и др. // Газовая промышленность, 2004, №2. С. 26 - 28.

27. Результаты опытно-промышленных работ по повышению производительности скважин на Северо-Ставропольском ПХГ в хадумском горизонте // Соавторы: О.Е. Аксютин, В.В. Киселев и др. // Сборник научных трудов. Серия «Проблемы капитального ремонта скважин, эксплуатации подземных хранилищ газа и экологии». Выпуск 36. Ставрополь: СевКавНИПИгаз. 2002. С. 222 - 228.

28. Исследование динамики теплового поля продуктивной части хадумского горизонта Северо-Ставропольского подземного хранилища газа в процессе его создания и эксплуатации // Соавторы: С.В. Беленко, А.В. Завгороднев и др. // Сборник научных трудов. Серия «Проблемы капитального ремонта скважин, эксплуатации подземных хранилищ газа и экологии». Выпуск 36. Ставрополь: СевКавНИПИгаз. 2002. С. 212 - 221.

29. Северо-Ставропольское ПХГ - основа повышения надежности газоснабжения юга России // Соавторы: Ю.К. Игнатенко, И.В. Зиновьев и др. // Сборник научных трудов. Серия «Проблемы капитального ремонта скважин, эксплуатации подземных хранилищ газа и экологии». Выпуск 36. Ставрополь: СевКавНИПИгаз. 2002. С. 189 - 201.

30. Предварительные результаты определения генезиса газопроизведения на Пелагиадинской площади Северо-Ставропольского подземного хранилища газа // Соавторы: А.В. Жардецкий, О.Е. Аксютин и др. // Материалы заседания Комиссии газовой промышленности по разработке газовых месторождений и использованию недр. М.: ИРЦ ОАО «Газпром», 2002. С. 82 - 106.

31. Опыт практического использования оперативного комплекса методов контроля инженерно-экологической безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов и Северо-Ставропольского подземного хранилища газа ООО «Кавказтрансгаз» // Соавторы: О.Е. Аксютин, Г.Ф. Бальзин и др. // ИРЦ «Газпром», НТС «Проблемы экологии газовой промышленности», № 1. 2003. С. 19 - 32.

32. Закономерности формирования и изменения емкостно-фильтрационных свойств резервуара горизонта зеленой свиты в процессе эксплуатации Северо-Ставропольского ПХГ // Соавторы: С.А. Варягов, О.Е. Аксютин и др. // Обзорная информация. Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. ИРЦ «Газпром», 2003. 81 с.

33. Роль и значение Северо-Ставропольского ПХГ в системе газоснабжения юга России // Соавторы: С.А. Варягов, О.Е. Аксютин и др. // Материалы двенадцатого ежегодного Международного конгресса «Новые высокие технологии газовой, нефтяной промышленности, энергетики и связи» (СITOGIC 2002 - Kuban). М. 2000.

34. Современное состояние экологической безопасности Северо-Ставропольского подземного хранилища газа // Соавторы: Б.В. Будзуляк, В.И. Резуненко и др. // ИРЦ ОАО «Газпром». Обзорная информация. «Проблемы экологии газовой промышленности», 2003. 155 с.

35. Перспективы добычи йода и брома из гидроминерального сырья в Ставропольском крае // Соавторы: В.И. Резуненко, Г.П. Ставкин и др. // Газовая промышленность, № 5, 2003. С. 84 - 86.

36. К вопросу о добыче йода и брома из пластовых вод в Ставропольском крае // Соавторы: В.И. Резуненко, Г.П. Ставкин и др. // ИРЦ ОАО «Газпром» НТС «Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений», 2003, № 1. С. 7 - 27.

37. Технология строительства скважин для добычи газа из слабосцементированных коллекторов и результаты ее применения на скважинах ООО «Кавказтрансгаз» // Соавторы: А.Н. Гноевых, С.А. Варягов и др. // ИРЦ ОАО «Газпром» НТС «Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений». 2003, № 4. С. 14 - 26.

38. Совершенствование системы контроля за эксплуатацией Северо-Ставропольского ПХГ // Соавторы: С.А. Варягов, Ю.К. Игнатенко и др. // Материалы заседания Комиссии газовой промышленности по разработке газовых месторождений и использованию недр. М.: ИРЦ ОАО «Газпром», 2002. С. 41 - 51.

39. Совершенствование системы экологического контроля за эксплуатацией Северо-Ставропольского ПХГ // Соавторы: О.Е. Аксютин, С.А. Варягов и др. // ИРЦ ОАО «Газпром» НТС «Проблемы экологии газовой промышленности». № 2. 2003. С. 42 - 47.

40. Технология строительства скважин большого диаметра на ПХГ в сложных горно-геологических условиях // Соавторы: О.Е. Аксютин, И.В. Зиновьев и др. // Газовая промышленность, 2003, № 8. С. 45 - 47.

41. Строительство и ремонт газовых скважин. Разработка. Ремонт. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. 166 с.

42. Геолого-геохимические процессы в газоконденсатных месторождениях и ПХГ // Соавторы: В.И. Петренко, И.В. Зиновьев и др. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. 511 с.

43. Северо-Ставропольское ПХГ - основа повышения надежности газоснабжения Южного федерального округа России и Закавказья // Соавторы: Ю.К. Игнатенко, О.Е. Аксютин и др. // Научная мысль Кавказа. 2004. № 1. С. 77 - 84.

44. Сравнительный анализ фильтрационных моделей пластов, используемых в решении комплексных задач управления процессом эксплуатации ПХГ // Соавторы: Ю.К. Игнатенко, С.А. Варягов и др. // Научная мысль Кавказа. Приложение. 2004. № 2. С. 77 - 83.

45. О соотношении объемов активного и буферного газа подземных хранилищ // Соавторы: С.А. Варягов, В.Т. Боярчук и др. // ИРЦ ОАО «Газпром» НТС «Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений», 2004, № 1. С. 3 - 13. .

46. Совершенствование методов контроля эксплуатации ПХГ // Соавторы: С.А. Варягов, В.Т. Боярчук и др. // ИРЦ ОАО «Газпром» НТС «Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений», 2004, № 2.

47. Новые подходы к обеспечению надежной и экологически безопасной эксплуатации технологических объектов ПХГ // Соавторы: Б.В. Будзуляк, С.А. Егурцов // ИРЦ ОАО «Газпром» НТС «Диагностика оборудования и трубопроводов», 2004, № 1. С. 25 - 42.

48. Разработка методов и приборов контроля за качеством газа ПХГ // Соавторы: Б.В. Будзуляк, В.В. Жаров // ИРЦ ОАО «Газпром» НТС «Транспорт и подземное хранение газа», № 3. 2004.

49. Промысловая модель газосборной системы ПХГ // Соавторы: О.Е. Аксютин, С.А. Варягов и др. // ИРЦ ОАО «Газпром» НТС «Транспорт и подземное хранение газа», № 2. 2004. С. 46 - 70.

50. Патент на изобретение № 2183724 «Способ восстановления призабойной зоны пласта газовой скважины» // Соавторы: К.М. Тагиров, В.Е. Дубенко и др. Приоритет от 04.07.2000.

Соискатель:



№ 13289