

На правах рукописи

**Сахабутдинов Рустам Рамилевич**

**РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЙ РЕМОНТА ГАЗОВЫХ СКВАЖИН  
БЕЗ ГЛУШЕНИЯ**

**(На примере Уренгойского газонефтеконденсатного месторождения)**

Специальность 25.00.15 – «Технология бурения и освоения скважин»

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Уфа – 2005

**Работа выполнена** в Управлении интенсификации и ремонта скважин  
ООО «Уренгойгазпром».

Научный руководитель                      доктор технических наук  
Ишбаев Гиният Гарифуллович.

Официальные оппоненты:              доктор технических наук, профессор  
Алексеев Леонид Александрович;  
кандидат технических наук  
Чезлов Андрей Александрович.

Ведущая организация                      ОАО НПО «Бурение», г. Краснодар.

Защита состоится 10 июня 2005 года в 14-00 на заседании  
диссертационного совета Д\_\_\_\_\_ при Уфимском государственном  
нефтяном техническом университете по адресу: 450062, Республика  
Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Уфимского  
государственного нефтяного технического университета.

Автореферат разослан 06.05.2005 года.

Ученый секретарь  
диссертационного совета

Ямалиев В.У.

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### Актуальность темы

На севере Тюменской области создана надежная сырьевая база для интенсивного развития газовой промышленности страны. В регионе сконцентрировано до 70 % разведанных запасов природного газа, что позволило организовать здесь крупнейший в мире территориально-промышленный комплекс по добыче углеводородного сырья.

Энергетическая стратегия России предусматривает дальнейшее увеличение объемов добычи газа. Согласно прогнозам, добыча газа к 2010 году может достигнуть в минимальном варианте 780 млрд м<sup>3</sup> в год, а доля газа в топливно-энергетическом балансе составит 57 %. При этом почти весь потенциальный прирост добычи газа в ближайшие 10–15 лет также связан с дальнейшим развитием месторождений Западной Сибири.

Уренгойское газонефтеконденсатное месторождение (УГНКМ) было введено в разработку в 1978 году и свыше 10 лет обеспечивало более половины добычи газа в России. В настоящее время УНГКМ находится на заключительной стадии разработки, которая характеризуется истощением продуктивных пластов, падением пластового давления и подъемом уровня газо-водяного контакта (ГВК). При эксплуатации скважин это приводит к возникновению различных осложнений, таких как вынос пластовой воды и песка, образование на забое скважин песчаных пробок, разрушение подземного и устьевого оборудования и т.д. Следствием этого является снижение продуктивности скважин и значительное сокращение объемов добычи углеводородного сырья при повышении его себестоимости.

Для поддержания добычи необходимо увеличивать объемы ремонтных работ в скважинах. В 2005 году предположительно потребуется ремонт 189 газовых скважин, тогда как в 2000 году отремонтировано 72 скважины. В работах А.А. Ахметова убедительно показано, что выполнить такие объемы ремонтных работ с минимальными затратами средств можно только при применении колтюбинговых установок (КУ), поэтому они сейчас широко применяются на УГНКМ для ремонта газовых скважин.

Однако не все виды ремонта скважин можно выполнить с помощью колтюбинговых установок. Для дальнейшего расширения области их применения при ремонте газовых скважин необходимо исследовать гидравлику циркуляционной системы скважины при выполнении технологических операций ремонта с применением различных технологических жидкостей. Кроме того, необходимо разработать алгоритм принятия решения, обеспечивающего наивысшую эффективность работ, а также специальные технические средства для колтюбинговых установок. Именно решению данных вопросов посвящена представленная диссертация.

### **Цель работы**

Повышение эффективности работ по восстановлению продуктивности газовых скважин Уренгойского ГНКМ с применением колтюбинговых установок за счет разработки и внедрения новых технологий ремонта без глушения скважин.

### **Основные задачи исследований**

1. Анализ современного состояния работ по восстановлению продуктивности газовых скважин.
2. Анализ гидравлических сопротивлений циркуляционной системы КУ, разработка дополнительных требований к режимам закачки технологических жидкостей.
3. Разработка и внедрение технологий восстановления продуктивности газовых скважин с применением КУ, исключающих операцию глушения скважин.
4. Разработка методики определения комплекса работ по восстановлению продуктивности газовых скважин.
5. Промысловые испытания и внедрение в производство предложенных решений, оценка их технико-экономической эффективности.

### **Методы решения поставленных задач**

В работе в основном использован комплексный метод исследования, включающий аналитические расчеты и экспериментальное изучение (как лабораторное на моделях, так и промысловое на скважинах).

Основной объем исследований выполнен на реальных скважинах в процессе ремонта, а также до и после него, с учетом промысловых материалов, накопленных за время разработки Уренгойского ГНKM.

### **Основные защищаемые положения**

1. Колтюбинговая технология промывки песчаных пробок с использованием пластовой энергии газа.
2. Колтюбинговая технология водоизоляции методом селективной кольматации порового пространства путем осадкообразования.
3. Методика расчета основных технических и технологических параметров ремонта скважин с использованием КУ в условиях депрессии на пласт.
4. Методика определения комплекса работ по восстановлению продуктивности газовых скважин с использованием КУ в условиях депрессии на пласт.

### **Научная новизна**

1. Впервые разработана колтюбинговая технология промывки песчаных пробок с использованием пластовой энергии газа.
2. Впервые для условий Уренгойского ГНKM разработана колтюбинговая технология водоизоляции методом селективной кольматации порового пространства путем осадкообразования.
3. Для условий ремонта газовых скважин при АНПД с использованием колтюбинговых установок впервые определены дополнительные ограничения режимов закачек технологических растворов из условия неразрывности потока и сохранения усталостной прочности трубы.

### **Практическая ценность и реализация работы**

1. Разработана и внедрена «Временная инструкция по промывке песчаных пробок с помощью колтюбинговых установок в газовых скважинах Уренгойского месторождения».
2. Внесены изменения в «Единые технические правила на ведение ремонтных работ в скважинах Уренгойского месторождения. РД 057517450210-01» с учетом использования колтюбинговых установок.

3. Разработана методика определения комплекса работ по восстановлению продуктивности газовых скважин с использованием КУ.

4. Разработки, полученные в рамках данной диссертации, внедренные при ремонте скважин Уренгойского ГНКМ в условиях АНПД, дали экономический эффект 83,5 млн руб. и могут найти широкое применение на других газовых месторождениях Западной Сибири.

5. Достигнут значительный экологический эффект в результате снижения валовых выбросов вредных веществ при отработке скважин на факел, т.к. сокращается продолжительность работ и исключаются операции глушения и последующего освоения скважин.

### **Апробация работы**

Материалы, составляющие основное содержание диссертации, докладывались и обсуждались:

- на заседании секции «Добыча и промысловая подготовка газа и конденсата, эксплуатация ПХГ» НТС ОАО «ГАЗПРОМ» (Анапа, 2000 г.);
- II Международном симпозиуме «Наука и технология углеводородных дисперсных систем» (Уфа, 2000 г.);
- IV Всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов по проблемам газовой промышленности России «Новые технологии в газовой промышленности» (Москва, 2001 г.);
- научно-техническом совещании ОАО «ГАЗПРОМ», посвященном проблемам использования колтюбинговых установок (Ноябрьск, 2001 г.);
- научно-практической конференции ОАО НПО «Бурение» «Новые технологии, технические средства и материалы» (Анапа, 2002 г.);
- научно-практической конференции, посвященной 20-летию УИРС ООО «Уренгойгазпром» (Новый Уренгой, 2002 г.);
- научно-практической конференции, посвященной 25-летию ООО «Уренгойгазпром» (Анапа, 2003 г.);
- научно-практической конференции ОАО НПО «Бурение» (Анапа, 2003 г.);
- научно-практической конференции «Колтюбинг без границ» (Тюмень, 2003 г.);

- V Всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов по проблемам газовой промышленности России «Новые технологии в газовой промышленности» (Москва, 2003 г.);
- научно-практической конференции ОАО НПО «Бурение», посвященной проблемам повышения качества ремонта скважин (Анапа, 2004 г.);
- научно-практической конференции ОАО НПО «Бурение» (Краснодар, 2005 г.);
- научно-практической конференции молодых специалистов и ученых (Надым, 2005 г.)

### **Публикации**

По теме диссертации опубликовано 18 работ в открытой научно-технической печати, в том числе 15 статей; 2 тезиса; 1 патент на изобретение, кроме того, разработан 1 руководящий документ.

### **Объем и структура работы**

Диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения, списка литературы и приложения. Она изложена на 131 странице машинописного текста, содержит 17 рисунков, 18 таблиц и 1 приложение. Список литературы включает 126 наименований.

Автор выражает благодарность и глубокую признательность научному руководителю доктору технических наук Г.Г. Ишбаеву, а также ученым Уфимского ГНТУ: профессору Ф.А. Агзамову, доцентам П.Н. Матюшину, Т.О. Акбулатову за полезные консультации, советы и помощь при выполнении данной работы.

Автор благодарит работников ООО «Уренгойгазпром»: начальника УИРС А.А. Ахметова, В.Н. Хозяинова, Н.В. Рахимова, Д.Н. Хадиева, оказавших практическую помощь при проведении исследований и внедрении разработок.

### **СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** обоснована актуальность темы диссертации, сформулированы ее цель и задачи исследований, приведены основные результаты, научные положения и выводы, выносимые на защиту.

**В первой главе** работы кратко изложены основные особенности эксплуатации газовых скважин Уренгойского газонефтеконденсатного месторождения и причины снижения их продуктивности.

Анализ состояния фонда скважин УГНКМ показал, что в настоящее время уникальная сеноманская газовая залежь Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения вступила в период падающей добычи. Фактически отбор газа к 2004 году составил около 65 % от запасов. Разработка ведется при газовом режиме с неравномерным проявлением водонапорного.

Значительная часть фонда газовых скважин работает с ограничением по дебиту из-за выноса пластовой воды и песка и в ближайшее время может выйти в бездействие. В связи с этим основными видами ремонта газовых скважин являются: ограничение и ликвидация водопескопроявлений, удаление с забоя песчаных пробок, восстановление продуктивности.

Поэтому для успешной эксплуатации месторождения необходимо комплексное проведение работ по поддержанию работоспособности действующего фонда скважин, включающих в себя:

- удаление песчаных пробок;
- ограничение и ликвидация притока пластовой воды и песка.

Значительный вклад в исследование и решение проблем восстановления продуктивности газовых скважин в условиях АНПД внесли Ахметов А.А., Тагиров К.М., Гасумов Р.А., Ермилов О.М., Ремизов В.В., Уметбаев В.Г., Зотов Г.А., Молчанов А.Г., Блажевич В.А., Клещенко И.И., Гриценко А.И., Бузинов С.Н., Зейгман Ю.В., Шарипов А.М. и др.

Однако ремонт скважин по указанным технологиям производился только с подъемных установок, использование которых предусматривает комплекс работ по глушению скважин, замене подземного оборудования, проведению изоляционных работ, освоению скважин. Данные работы требуют больших материальных затрат, которые не всегда оправдываются из-за значительного снижения дебита после ремонта скважины.

Имеющийся опыт использования колтюбинговых установок позволяет более рационально поддерживать скважины в рабочем состоянии,



своевременно и качественно проводить работы по повышению их продуктивности при минимальных затратах материальных и трудовых ресурсов.

При этом обзор литературных данных и изучение мирового опыта использования колтюбинговых установок показали, что основной опыт работ приходится на нефтяные месторождения. Поэтому существует необходимость усовершенствования имеющихся и разработки новых технологий ремонта газовых скважин при депрессии на пласт, в условиях постоянного притока газа из пласта.

В заключении главы на основе выполненного анализа сформулированы цель и задачи исследований диссертации, приведенные выше.

**Во второй главе** выполнен гидравлический анализ циркуляционной системы колтюбинговой установки, исходя из следующих ее особенностей:

–значительные гидравлические потери давления из-за малого проходного сечения колонны БДТ, при этом их величина практически не зависит от глубины скважины;

–при проектировании технологических операций дополнительным ограничивающим фактором является значительное снижение усталостной прочности трубы при наматывании на барабан и сматывании с него под внутренним избыточным давлением более 15,0МПа. Поэтому давление нагнетания жидкости в БДТ ограничивается не пределом прочности трубы, а величиной усталостной прочности.

Анализ колтюбинговой установки с точки зрения источников потерь гидравлической энергии показал, что потери напора происходят:

- 1) по длине безмуфтовой длинномерной трубы (БДТ) –  $P_m$ ;
- 2) в сварных стыках БДТ –  $P_{ср}$ ;
- 3) в узлах гидравлической обвязки установки на поверхности –  $P_m$ ;
- 4) в забойной (технологической) компоновке низа БДТ –  $P_{нас}$

Потерями в остальных узлах можно пренебречь, так как внутренние проходные сечения в них равны внутреннему сечению БДТ.

Для оценки давлений в колонне БДТ при спущенной в скважину компоновке рассмотрим эпюру их распределения (рис. 1).

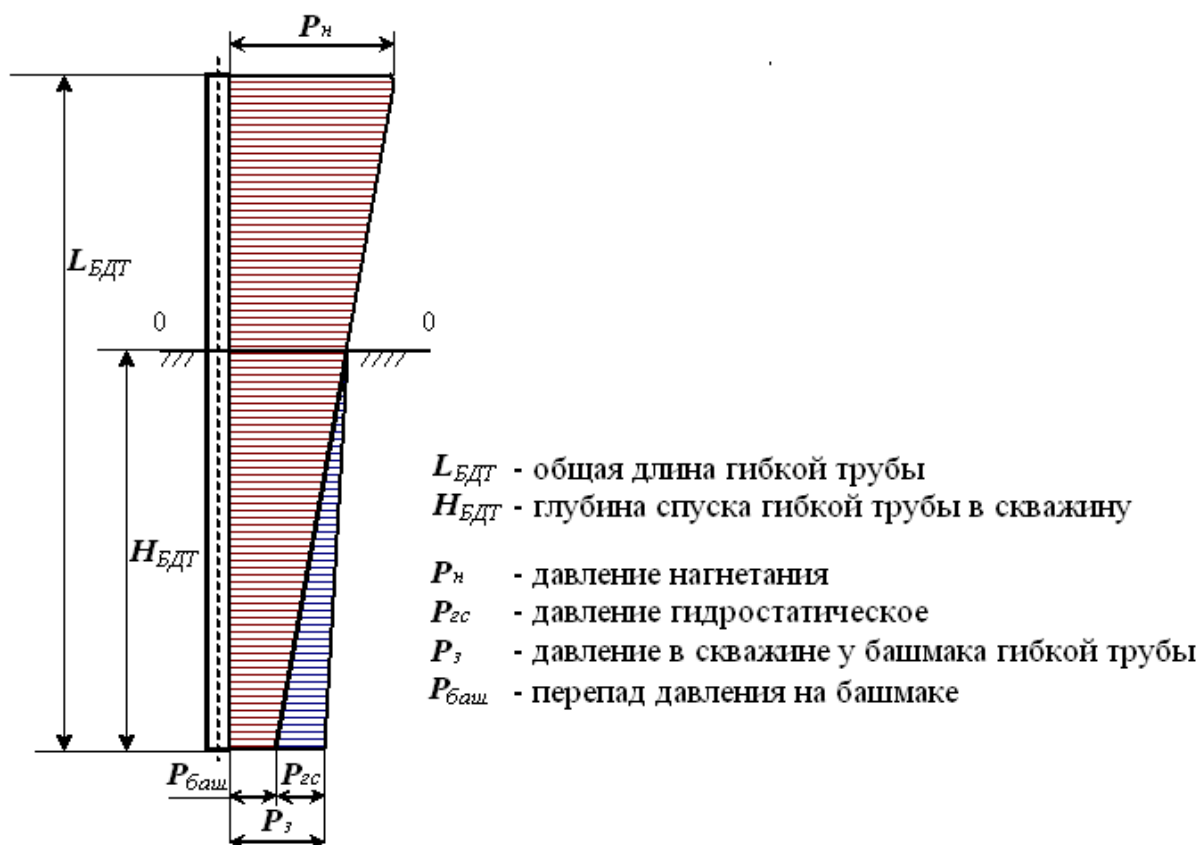


Рис.1. Эпюра распределения давления в гибкой трубе

Распределение давлений в циркуляционной системе колтюбинговой установки можно описать уравнением

$$P_n - P_з = \frac{8\lambda L_{БДТ}}{\pi^2 d^5} \rho Q^2 + K \rho Q^2 - \rho g H_{БДТ}, \quad (1)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлических сопротивлений;

$d$  – внутренний диаметр БДТ, м;

$L_{БДТ}$  – длина БДТ в барабане, м;

$Q$  – расход жидкости, м<sup>3</sup>/с;

$\rho$  – плотность закачиваемой жидкости, кг/м<sup>3</sup>;

$K$  – обобщенный коэффициент местных сопротивлений, м<sup>-4</sup>;

$H_{БДТ}$  – глубина спуска БДТ в скважину, м.

Из данного уравнения следует, что основными показателями, влияющими на давление нагнетания, являются: внутренний диаметр БДТ;

расход жидкости; плотность закачиваемых жидкостей; компоновка забойного технологического оборудования; глубина спуска БДТ в скважину; величина забойного давления в скважине.

Из него также следует, что в определенных случаях может сложиться ситуация, когда гидростатическое давление превысит величину гидравлических потерь напора в той части БДТ, которая спущена в скважину, и разность давлений в уравнении (1) примет отрицательное значение. Это означает, что в данном случае может произойти снижение давления ниже давления насыщенных паров жидкости, её вскипание и разрыв непрерывности потока жидкости в БДТ. Для исключения данного явления дополнительным условием при выборе гидравлических режимов закачек является превышение величины гидравлических сопротивлений над гидростатическим давлением столба жидкости в БДТ.

Основываясь на вышеизложенных соображениях, дополнительной особенностью гидравлического расчета технологических операций с использованием БДТ является необходимость расчета минимального расхода жидкости (из условия неразрывности потока) и максимального (из условия непревышения давления, ограниченного усталостной прочностью трубы).

В ходе выполнения работ данный диапазон можно регулировать изменением перепада давления на забойной компоновке в период ее проектирования и изменением забойного давления непосредственно при проведении технологической операции.

**В третьей главе** обоснована необходимость разработки новых комплексных технологий восстановления продуктивности газовых скважин без глушения с использованием колтюбинговых установок.

Для решения данной проблемы были разработаны следующие технологии капитального ремонта скважин:

- водоизоляция в условиях регулируемой депрессии на пласт;
- промывка песчаной пробки при постоянном притоке газа из пласта в ствол скважины с подъемом песка на устье за счет пластовой энергии газа.

1. При разработке технологии ликвидации притока пластовой воды отмечено, что для снижения воздействия технологических жидкостей на призабойную зону пласта работы должны проводиться в условиях равновесия, т.е. в таких условиях, когда не происходит ни притока газа из пласта, ни фильтрации в него технологических жидкостей. При этом должно выполняться условие

$$P_{nl} \approx P_z = P_y + \sum P_i = P_y + \sum \rho_i g h_i, \quad (2)$$

где  $P_{nl}$  – пластовое давление, Па;

$P_z$  – забойное давление, Па;

$P_y$  – устьевое давление, Па;

$\sum P_{nl}$  – сумма гидростатических давлений жидкостей, находящихся в стволе скважины на момент расчета, Па;

$\rho_i$  – плотность  $i$ -го раствора, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;

$h_i$  – высота столба  $i$ -го раствора, м.

При этом для определения основных технологических параметров выполнения операций на скважинах разработаны комплексные методики расчета вышеуказанных технологий и алгоритм проведения работ, обеспечивающий выполнение условия по уравнению (2) на всех этапах их проведения. Схема выполнения работ по водоизоляции в условиях регулируемой депрессии на пласт приведена на рис. 2.

Селективность ремонтно-изоляционных работ (РИР), проводимых по предлагаемой технологии, обеспечивается следующим образом.

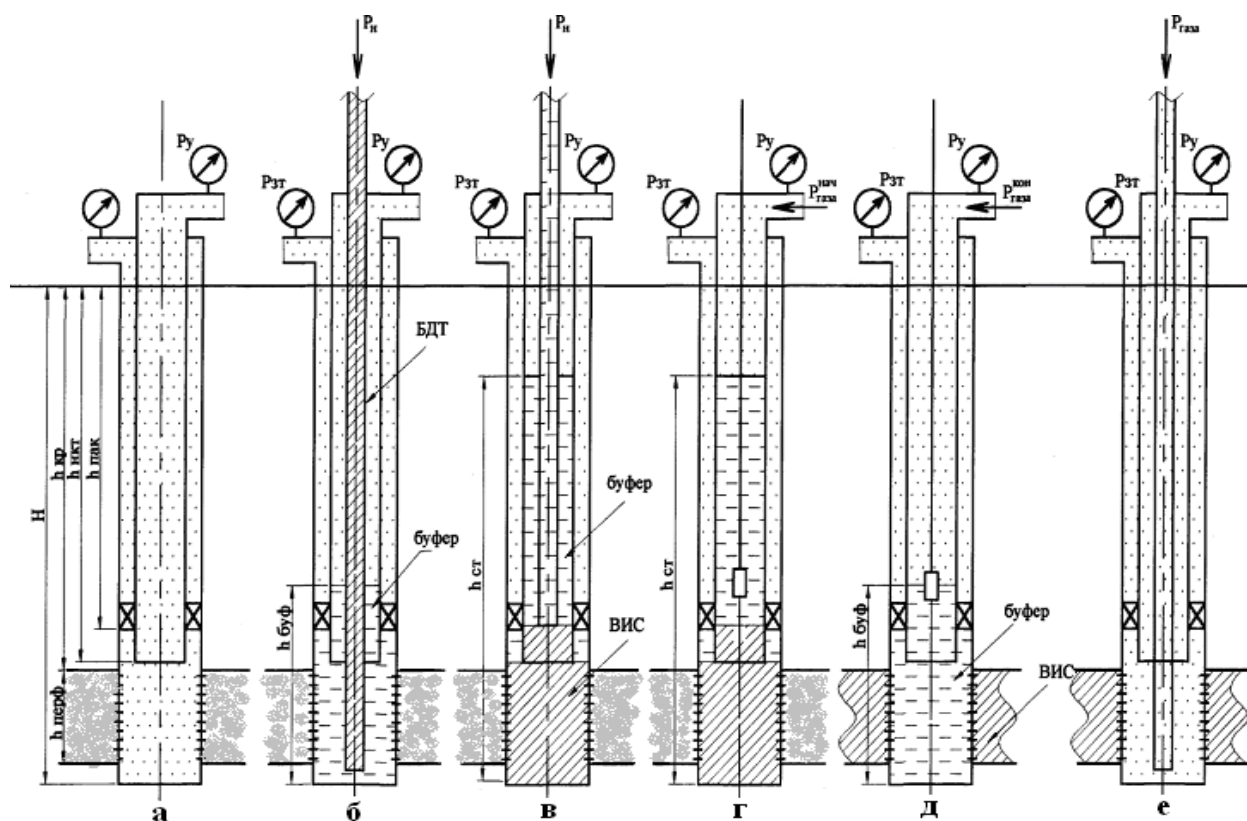


Рис.2. Схема проведения работ с использованием колтюбинговой установки в условиях

В стационарном режиме (т.е. в герметизированной, но не заглушенной скважине) для обеспечения селективности используются геологические условия – стратифицированность по водонасыщенности за счет гравитационного разделения флюидов. В пластах большой мощности с хорошей вертикальной проницаемостью пластовая вода внедряется преимущественно в нижнюю часть продуктивной зоны, оставляя верхнюю часть пласта непромытой.

Кроме того, в продуктивных пластах сеноманских скважин имеет место стратификация по характерному размеру текстуры (зерен или пор) от подошвы к кровле, так что проницаемость увеличивается с увеличением глубины.

Таким образом, фильтрационно-емкостные свойства совместно с гравитационным разделением приводят к тому, что поток жидкости движется вдоль подошвы пласта. Те же факторы вызывают преимущественное

поступление задавливаемых тампонирующих материалов в обводняющийся пропласток или переходную зону ГВК.

В сеноманских газовых скважинах, толщина вскрытой продуктивной толщи которых достигает  $40\div 50$  м, селективность в стационарном режиме дополнительно достигается регулированием высоты столба жидкости так, чтобы суммарное (устьевое и гидростатическое) давление у верхних отверстий интервала перфорации равнялось пластовому давлению газа (но не превышало его). В таком случае суммарное давление на уровне нижних отверстий перфорации превысит пластовое. В результате закачиваемые реагенты поглощаются преимущественно нижней частью обрабатываемого пласта.

В динамическом режиме, т.е. в скважине, работающей непосредственно во время изоляционных работ с ограниченным дебитом, селективность актуальна для эксплуатационных объектов неокотского комплекса, где могут иметь место внутрискважинные перетоки. Внутрискважинные перетоки возможны в случае совместной эксплуатации одной скважиной нескольких объектов с разными пластовыми давлениями. Режим работы скважины в процессе проведения изоляционных работ может быть подобран опытным путем непосредственно на скважине при помощи подбора штуцера, обеспечивающего работу скважины в режиме «захлебывания», т.е. самоглушения проблемного пласта. Тампонирующие растворы, доставленные к обрабатываемому интервалу через БДТ, будут в таком случае задавлены именно в обводненный пропласток притоком газа из работающего интервала.

Преимуществом и отличительной особенностью предложенной технологии является следующее:

– в ходе промежуточных этапов выполнения операции сохраняются условия депрессии на пласт, что исключает поступление буферных растворов в пласт;

– применение газа для продавки изолирующих составов расширяет технологические возможности;

– использование колтюбинговых установок позволяет доставить составы непосредственно к изолируемому интервалу и тем самым сократить зоны смешения растворов, повысить селективность воздействия и эффективность работ.

Кроме того, в данной главе обоснованы дополнительные требования, предъявляемые к изолирующим составам, закачиваемым в скважину, позволяющие произвести выбор оптимальных рецептур с учетом гидравлических потерь в БДТ.

С учетом этих условий по результатам лабораторных и экспериментальных исследований разработана технология ликвидации притока пластовой воды методом кольматации порового пространства путем осадкообразования.

Экспериментальные и лабораторные исследования проведены по методике НТЦ ООО «Уренгойгазпром» на установке радиальной фильтрации в термобарических условиях, близких к пластовым, что позволило повысить точность моделирования.

Результаты экспериментов для сеноманского коллектора показали, что изоляционный эффект достигает 98 %. Давление начала фильтрации воды через закольматированную среду составило более 0,6 МПа. При этом после демонтажа было установлено, что поровое пространство вокруг модели перфорированного участка скважины закольматировано гелеобразной массой продуктов реакции растворов кальцийсодержащего вещества и активного реагента – кальцитом.

Реакция на содержание карбоната кальция показала высокую степень карбонатизации искусственно созданного образца породы.

Результаты экспериментов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты проведения экспериментальных опытов по карбонатизации

$h, м$	$r_n, м$	$r_v, м$	$Q, м^3/с$	$\mu, Па \cdot с$	$P_n, атм$	$P_v, атм$	$K_{np}, мД$
Начальные условия (сеноманский песок + пластовая вода) ( $K_{np}$ по воздуху)							
0.15	0.1	0.005	0.00012	$1.80 \cdot 10^{-5}$	10	9	0.069
0.15	0.1	0.005	0.00024	$1.80 \cdot 10^{-5}$	10	8	0.069
0.15	0.1	0.005	0.00036	$1.80 \cdot 10^{-5}$	10	7	0.068
0.15	0.1	0.005	0.0005	$1.80 \cdot 10^{-5}$	10	6	0.071
0.15	0.1	0.005	0.00064	$1.80 \cdot 10^{-5}$	10	5	0.073
0.15	0.1	0.005	0.00076	$1.80 \cdot 10^{-5}$	10	4	0.072
0.15	0.1	0.005	0.00092	$1.80 \cdot 10^{-5}$	10	3	0.075
0.15	0.1	0.005	0.00112	$1.80 \cdot 10^{-5}$	10	2	0.080
0.15	0.1	0.005	0.00134	$1.80 \cdot 10^{-5}$	10	1	0.085
После карбонатизации (сеноманский песок + пластовая вода) ( $K_{np}$ по воздуху)							
0.15	0.1	0.005	0	$1.80 \cdot 10^{-5}$	10	4	0.000
0.15	0.1	0.005	0.00002	$1.80 \cdot 10^{-5}$	10	3	0.002
0.15	0.1	0.005	0.00008	$1.80 \cdot 10^{-5}$	10	2	0.006
0.15	0.1	0.005	0.00012	$1.80 \cdot 10^{-5}$	10	1	0.008

Результаты экспериментов подтвердили возможность смешения осадкообразующих реагентов в поровых каналах коллектора и снижения проницаемости вплоть до полного прекращения фильтрации. Причем надежность изоляции зависит от вещественного состава осадкообразующих растворов.

2. При разработке технологии промывки песчаных пробок исходили из того факта, что применение известных технологий прямой промывки с использованием двухфазных пен не дало достаточного эффекта, так как малость диаметров БДТ (33 мм; 38,1 мм; редко 44,5 мм) создает значительную площадь кольцевого пространства между БДТ и скважиной. Это приводит к тому, что в большинстве случаев скорости восходящего потока промывочной жидкости в затрубном пространстве недостаточны для полного выноса песка.



В связи с этим было необходимо значительное увеличение расхода промывочного агента после выхода из гидромониторной насадки (до величин, обеспечивающих вынос песка с забоя).

После изучения известных способов удаления песчаных пробок была разработана новая технология. Сущность новой технологии промывки песчаных пробок, описанная в настоящей работе, состоит в том, что на забой скважины, продолжающей газопроявление, подается через БДТ пенообразующая жидкость, создающая с пластовым газом пенную двухфазную систему, которая и выносит на поверхность песок по кольцевому пространству между БДТ и НКТ.

Работы производятся в следующей последовательности:

- спуск БДТ до головы песчаной пробки;
- вызов притока газа и установление циркуляции;
- промывка песчаной пробки допуском БДТ с прокачкой пенообразующей жидкости;
- продувка скважины на факельный отвод для удаления остатков пены и пенообразующей жидкости;
- извлечение БДТ.

Особенностями данного способа являются:

а). Проведение работ в условиях депрессии при постоянном расчетном притоке пластового газа, происходящем на всем протяжении технологической операции.

б). Закачка в БДТ пенообразующей жидкости, которая при выходе из гидромониторной насадки размывает песчаную пробку и, смешиваясь с поступающим из пласта газом, образует двухфазную пену. При этом из-за резкого увеличения объема промывочного флюида происходит повышение скорости восходящего потока в кольцевом пространстве БДТ – НКТ, что обеспечивает подъем песка на устье.

Сложность данной технологии состоит в необходимости поддержания таких режимов закачек с учетом гидравлических потерь во всей

циркуляционной системе, чтобы обеспечивался приток газа согласно основному уравнению притока:

$$P_{nl}^2 - P_3^2 = aQ + bQ^2 \quad (3)$$

Алгоритм гидравлического расчета промывки песчаной пробки с использованием колтюбинговой установки приведен на рис. 3.

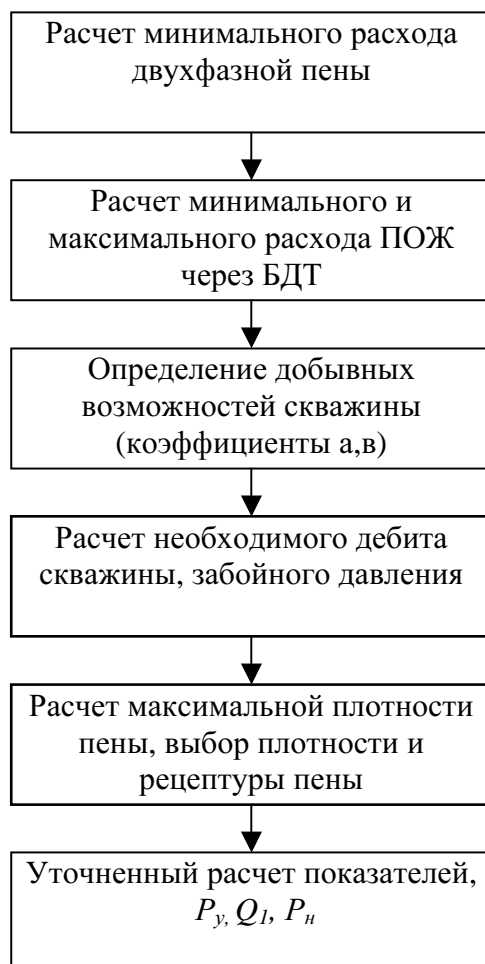


Рис.3. Алгоритм гидравлического расчета промывки песчаной пробки

Данный алгоритм гидравлического расчета может использоваться при выполнении технологических операций для изменения режимов закачек в диалоговом режиме.

На основе результатов гидравлического анализа циркуляционной системы колтюбинговой установки обоснованы основные требования, предъявляемые к режимам закачки технологических растворов.

**В четвертой главе** дано описание методики определения комплекса работ по восстановлению продуктивности газовых скважин на основе детального анализа причин снижения дебитных возможностей скважин, изучения конструктивных и геологических особенностей строения скважины и ПЗП.

Сущность методики заключается в поэтапном определении основных геолого-технических факторов, по результатам которого решается необходимость выполнения той или иной технологической операции.

Применение методики позволяет без ошибок определить комплекс геолого-технических мероприятий, необходимых для восстановления продуктивности скважины с учетом имеющихся факторов и оптимизировать затраты на ремонт. Порядок выбора приведен на рис. 4.

**В пятой главе** приведен пример проектирования комплекса работ по восстановлению продуктивности газовой скважины № 9192 Уренгойского ГНКМ и результаты промысловых испытаний и внедрения разработок, дана оценка их технико-экономической эффективности.

#### **Технология изоляции притока пластовой воды в условиях регулируемой депрессии**

Разработанная технология испытывалась в 2002 – 2004 гг. и внедрена при ремонте 27 газовых скважин Уренгойского ГНКМ, в том числе на 6-ти газовых скважинах с использованием метода кольматации порового пространства путем осадкообразования. Успешность работ составила: общая – 78,5 %; по методу осадкообразования – 83,3 %.

Утвержденный экономический эффект достигнут за счет дополнительной добычи газа из отремонтированных скважин и составил **10,8 млн руб.** (доля автора 1,08 млн руб.)

#### **Технология промывки песчаных пробок**

Разработанная технология нашла широкое применение на Уренгойском ГНКМ, в период с 1999 по 2004 год она была использована на 150 газовых скважинах.

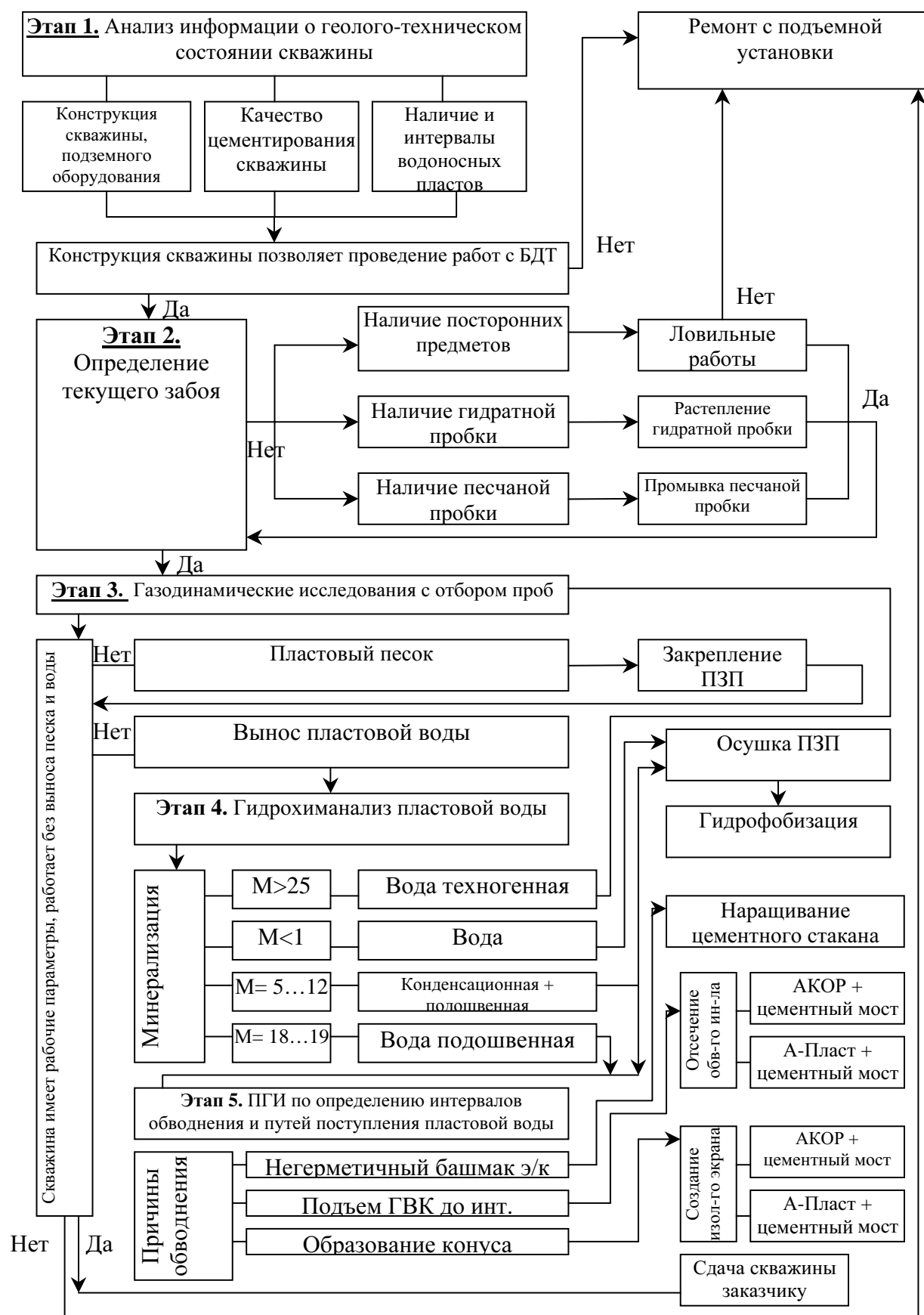


Рис.4. Схема комплексной методики определения технологии восстановления продуктивности газовых скважин УГНКМ

Результаты, полученные в ходе исследований и разработки данной

технологии, использованы при составлении «Временной инструкции по промывке песчаных пробок на Уренгойском месторождении. ВРД» и при подаче заявки на изобретение (патент РФ № 2198995).

Экономический эффект от внедрения данной технологии составил **72,7 млн руб.** (доля автора составляет 9,1 млн руб.)

В данной работе на основе комплексного изучения состояния эксплуатационного фонда газовых скважин УГНKM и гидравлического анализа циркуляционной системы колтюбинговой установки выработаны и реализованы на практике технологические решения вопросов восстановления продуктивности газовых скважин без глушения в условиях аномально-низких пластовых давлений на заключительной стадии разработки, защищенные патентом и свидетельствами.

Таким образом, решается важная для отрасли и экономики России задача поддержания объемов добычи углеводородного сырья, охраны недр и окружающей среды путем повышения эффективности работ по ремонту скважин.

### **ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ**

1. Изучена гидравлика циркуляционной системы колтюбинговой установки, сформулированы условия неразрывности потока в БДТ и обеспечения её усталостной прочности.

2. Разработана и внедрена технология промывки песчаных пробок с применением колтюбинговых установок на основе использования пластовой энергии газа для удаления песка из ствола скважины.

3. Впервые для условий Уренгойского ГНКМ разработана колтюбинговая технология селективной водоизоляции методом кольматации порового пространства в результате осадкообразования. Селективность водоизоляции обеспечивается тем, что в сеноманских продуктивных пластах большой мощности с хорошей вертикальной проницаемостью законтурная вода внедряется преимущественно в нижнюю часть пласта вдоль подошвы.

4. Разработана и внедрена методика исследования состояния скважины и определения комплекса работ по восстановлению продуктивности газовых скважин с использованием колтюбинговых установок, которая основана на детальном анализе причин снижения дебитных возможностей скважин, изучении конструктивных и геологических особенностей строения скважины и ПЗП.

5. Разработана «Временная инструкция по промывке песчаных пробок с использованием колтюбинговых установок», утвержденная в УИРС ООО «Уренгойгазпром» в 1999 г. и согласованная в РГТЭИ.

6. Внесены изменения в «Единые технические правила на ведение ремонтных работ в скважинах Уренгойского месторождения. РД 057517450210-01» с учетом использования колтюбинговых установок.

7. Результаты проведенных исследований и разработки, полученные в рамках данной диссертации, внедрены при ремонте скважин Уренгойского ГНКМ в условиях АНПД с экономическим эффектом **83,5 млн руб.** (доля автора 10,18 млн руб.).

**Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах:**

1. Сахабутдинов Р.Р., Ахметов А.А., Рахимов Н.В., Хадиев Д.Н. Применение дисперсных систем для промывки песчаных пробок на газовых скважинах Уренгойского месторождения// Наука и технология углеводородных дисперсных систем: Материалы II Международного симпозиума. –Уфа: Государственное изд-во научно-технической литературы «Реактив», 2000. - С.137 – 138.
2. Сахабутдинов Р.Р., Ахметов А.А., Хадиев Д.Н., Рахимов Н.В. Сервисные технологии с применением колтюбинговых установок при капитальном ремонте газовых скважин// Технологическое приложение к журналу «Нефть и капитал». – 2001, № 1. – С.21 – 23.
3. Сахабутдинов Р.Р., Ахметов А.А., Жуковский К.А., Хадиев Д.Н. Технологии обслуживания скважин Уренгойского месторождения с применением колтюбинговых установок// Материалы II Всероссийской научно-технической конференции по проблемам колтюбинга в нефтегазовом комплексе России. – М.: Минтопэнерго, 2001. – С.42 – 46.
4. Сахабутдинов Р.Р., Ахметов А.А., Жуковский К.А., Хадиев Д.Н. Опыт применения колтюбинговых установок для ремонта скважин Уренгойского месторождения// Материалы II Всероссийской научно-технической конференции по проблемам колтюбинга в нефтегазовом комплексе России. – М.: Минтопэнерго, 2001. – С.37 – 41.
5. Пат.2198995 РФ, (51) 7 Е 21 В 19/22. Способ ремонта скважин посредством создания искусственного затрубья в колонне насосно-компрессорных труб// А.А Ахметов и др. – Заяв. 21.01.2002, Бюл. № 5.

6. Сахабутдинов Р.Р., Ахметов А.А., Серебренников С.В. К вопросу о методике проведения газодинамических исследований сеноманских скважин с последующим определением оптимального технологического режима их эксплуатации// Проблемы эксплуатации месторождений Уренгойского комплекса: Материалы научно-технической конференции (Новый Уренгой, ноябрь 2000 г.). –М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2002. – С.90 – 94.
7. Сахабутдинов Р.Р., Лукьяненко А.В., Ахметов А.А. Оценка эффективности проведения работ по капитальному ремонту скважин//Проблемы эксплуатации месторождений Уренгойского комплекса: Материалы научно-технической конференции (Новый Уренгой, ноябрь 2000 г.). –М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2002. – С.93 – 96.
8. Сахабутдинов Р.Р., Ахметов А.А., Рахимов Н.В., Хадиев Д.Н. Перспективы проведения ремонтно-изоляционных работ на УНГКМ с применением колтюбинговых установок// Основные принципы выбора технологии, технических средств и материалов при строительстве и ремонте скважин: Сб. науч. тр. ОАО НПО «Бурение» – Краснодар, 2002. – С.239 – 246.
9. Сахабутдинов Р.Р. и др. Анализ результатов внедрения колтюбинговых установок для ремонта скважин Уренгойского месторождения//Основные принципы выбора технологии, технических средств и материалов при строительстве и ремонте скважин: Сб. науч. тр. ОАО НПО «Бурение». – Краснодар, 2002. - Вып.7. - С.232 – 238.
10. Сахабутдинов Р.Р. и др. Технические наработки в области удаления песчаных пробок в газовых скважинах Уренгойского месторождения// Техника и технология заканчивания и ремонта скважин в условиях АНПД: Сб. науч. тр. ОАО НПО «Бурение».– Краснодар, 2002 - Вып.8. – С.298 – 308.
11. Сахабутдинов Р.Р., Ахметов А.А., Рахимов Н.В., Хадиев Д.Н. Колтюбинговые технологии в ООО «Уренгойгазпром»: стратегии, новые технологические решения и основные направления дальнейшего совершенствования// Время колтюбинга.- 2002. - №4. – С.12 – 15.
12. Сахабутдинов Р.Р., Ахметов А.А., Ерыкалин К.В., Хадиев Д.Н. Разработка и внедрение информационно-аналитического пакета программ ГеоОфис 3.0 для капитального ремонта скважин//Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса: Сб. науч. тр. ООО «Уренгойгазпром». –М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – С.235 – 238.

13. Сахабутдинов Р.Р. и др. Информационно-аналитический пакет программ ГеоОфис 3.0 для капитального ремонта скважин// Современные научно-технические решения эффективной эксплуатации месторождений Уренгойского комплекса: Материалы научно-практической конференции (Новый Уренгой, ноябрь 2002 г.). –М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2003. – С.37 – 42.
14. Сахабутдинов Р.Р. и др. Выбор технологии водоизоляционных работ с применением колтюбинговых установок на заключительном этапе разработки Уренгойского месторождения// Современные научно-технические решения эффективной эксплуатации месторождений Уренгойского комплекса: Материалы научно-практической конференции (Новый Уренгой, ноябрь 2002 г.). –М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2003. – С.36 – 41.
15. Сахабутдинов Р.Р., Ахметов А.А., Рахимов Н.В., Хадиев Д.Н. Ремонт скважин с применением колтюбинговых установок. Результаты их использования на УНГКМ, основные проблемы и перспективы// Обеспечение эффективного функционирования Уренгойского нефтегазодобывающего комплекса: Тезисы докладов научно-технической конференции (Анапа, май 2003 г.). – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2003. – С.55 – 56.
16. Сахабутдинов Р.Р., Ахметов А.А., Рахимов Н.В., Хадиев Д.Н. Методика выбора технологии водоизоляционных работ с применением колтюбинговых установок на Уренгойском ГНКМ// Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Научно-технический сборник, № 3. –М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2003. – С.81 – 85.
17. Сахабутдинов Р.Р., Шакиев А.З., Хадиев Д.Н., Ахметов А.А. Перспективный способ селективного воздействия на ПЗП с применением колтюбинга на УГНКМ// Время колтюбинга. – 2004. – № 9. – С.29 – 31.
18. Сахабутдинов Р.Р., Хадиев Д.Н., Ахметов А.А. Комплексное применение колтюбинговых технологий с традиционными способами ремонта скважин// Время колтюбинга. – 2004. – № 9. – С.32 - 34.