

**ЮДИН АЛЕКСЕЙ ВАЛЕРЬЕВИЧ**

**РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕКОМЕНДАЦИЙ ДЛЯ  
ВСКРЫТИЯ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ  
ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ**

Специальность 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин

Автореферат диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Ухта - 2012

Диссертация выполнена на кафедре бурения нефтяных и газовых скважин Ухтинского государственного технического университета.

**Научный руководитель:** **Светлана Александровна Кейн**  
– кандидат технических наук, доцент

**Официальные оппоненты:** **Иван Емельянович Долгий**  
– доктор технических наук, профессор,  
Национальный минерально-сырьевой университет, «Горный», профессор кафедры “Строительство горных предприятий и подземных сооружений”.

**Василий Вячеславович Дуркин**  
– кандидат технических наук, филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, начальник лаборатории «Буровые материалы, промывка и заканчивание скважин».

**Ведущая организация:** ФГАОУ ВПО «Северный (Арктический) федеральный университет имени М. В. Ломоносова»

Защита состоится 13 декабря 2012 года в 10 часов на заседании диссертационного совета Д 212.291.01 при Ухтинском государственном техническом университете по адресу: 169300 г. Ухта Республики Коми, ул. Первомайская, 13.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Ухтинского государственного технического университета.

Автореферат разослан 9 ноября 2012 года.

**Ученый секретарь**

диссертационного совета Д 212.291.01,  
кандидат технических наук, профессор

Н. М. Уляшева

## **ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ**

### **Актуальность работы**

Вскрытие сложнопостроенных продуктивных залежей, осложненных терригенными, солевыми и терригенно-солевыми породами, а также аномально низкими пластовыми давлениями, требует нестандартных подходов при строительстве скважин, их промывке и креплении.

Практика и теоретические исследования показывают, что скважины с большой протяженностью горизонтального участка эффективно могут быть использованы для целей доразведки, разработки и доработки на большинстве газовых и нефтегазовых месторождениях, в том числе сложнопостроенных залежей углеводородов, а также залежей с аномально низкими пластовыми давлениями.

Примером такого рода месторождений является Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение Республики Саха, в геологическом отношении которое можно отнести к сложнопостроенным месторождениям, осложненным аномально низкими пластовыми давлениями и терригенно-солевыми породами. В связи с изложенным, применение скважин с горизонтальным окончанием в продуктивном пласте является целесообразным.

Принятая в настоящее время конструкция скважин с одноразмерной эксплуатационной колонной в горизонтальном стволе, имеющим значительную длину, не является, на наш взгляд, оптимальной. Накапливающийся по всей длине горизонтального ствола флюид позволяет применять разные диаметры эксплуатационной колонны на разных участках.

Задача строительства горизонтальных скважин, осложненных присутствием потенциально неустойчивых пород и аномально низкими пластовыми давлениями, требует сохранения фильтрационно-ёмкостных свойств продуктивных пластов, качественной промывки ствола и обеспечения устойчивости терригенно-солевых отложений.

### **Цель работы**

Разработка технологических рекомендаций для вскрытия сложнопостроенных залежей углеводородов горизонтальными скважинами.

## **Основные задачи исследований**

1. Анализ теории и практики вскрытия продуктивных пластов горизонтальными скважинами в осложнённых горно-геологических условиях.

2. Научно-методическое обоснование оптимизации конструкции эксплуатационной колонны в горизонтальных скважинах и моделирование экспериментальных исследований.

3. Обоснование и выбор буровых растворов для вскрытия терригенно-солевых отложений, а также продуктивных пластов скважинами с большой протяжённостью горизонтального участка.

4. Разработка технико-технологических решений по креплению горизонтального ствола обсадными колоннами.

## **Научная новизна**

1. Установлено, что в скважинах с протяженным горизонтальным участком «телескопическая» колонна имеет большую растянутую часть по сравнению с одноразмерной, таким образом, снижается риск недопуска колонны до конечного забоя.

2. Установлено, что модифицированная резиновая крошка способствует образованию непроницаемой зоны кольматации для пласта с раскрытостью трещин до 0,03 мм и создает сопротивление течению раствора при большей раскрытости трещин.

3. Определена степень влияния гидрофобных смазочных материалов на модификацию тонкодисперсной резиновой крошки, повышающей качество вскрытия трещинно-порового коллектора, и возможность использования для этой цели полигликолей.

4. Установлено, что устойчивость по отношению к водным растворам хемогенных и хемогенно-терригенных отложений можно обеспечить комбинированными ингибиторами, содержащими силикат натрия и полигликоль в соотношении 1:1.

## **Основные защищаемые положения**

1. Методика расчёта телескопической эксплуатационной колонны в горизонтальном стволе большой протяжённости, основанная на методе фильтрационных сопротивлений, предложенном Ю. П. Борисовым, позволяет оптимизировать конструкцию скважины для переменного по длине притока газа из пласта.

2. Модификация резиновой крошки обеспечивается химическими реагентами с преимущественно гидрофобными свойствами. Модифицированный материал создает малопроницаемую зону кольматации в трещинно-поровом коллекторе при раскрытости трещин до 0,03 мм.

3. Стабильность хемогенных и хемогенно-терригенных отложений можно обеспечить водными растворами без насыщения их солями использованием комбинированного ингибитора, содержащего жидкое стекло и полигликоль.

## **Практическая значимость**

1. Методика расчета длин и диаметров секций телескопической эксплуатационной колонны в протяжённом горизонтальном стволе для газовых месторождений обеспечивает оптимизацию конструкции скважины.

2. Применение буровых растворов повышенной смазочной, ингибирующей и кольматирующей способности позволит обеспечить качественное вскрытие продуктивных пластов и спуск обсадных колонн в горизонтальных скважинах.

3. Использование комбинированных ингибиторов, содержащих жидкое стекло и полигликоль, обеспечит сохранение стабильности в потенциально неустойчивых горных породах.

## **Апробация работы**

Основные положения диссертационной работы докладывались на научно-технической конференции преподавателей и сотрудников (2011 г.) и на международной научно-технической конференции «Севергеотех» (2012 г.) при Ухтинском государственном техническом университете; на IX научно-практической конференции «Ашировские чтения» (2012 г.); научно-производственных совещаниях в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта и ЗАО «ЭкоАрктика» ООО «Газпром бурение» филиала «Ухта бурение» (2012 г.).

Результаты работы использовались при разработке дипломных работ и магистерских диссертаций на кафедре бурения Ухтинского государственного технического университета.

### **Структура и объем работы**

Диссертация состоит из введения, 4 глав, заключения, библиографического списка из 119 наименований и 2 приложений, содержит 161 страницу текста, включая 48 рисунков и 36 таблиц.

### **Публикации**

Основные результаты исследований опубликованы в 7 статьях, в том числе 6 в изданиях, рекомендованных ВАК РФ.

### **Благодарности**

Автор выражает благодарность научному руководителю доценту, кандидату технических наук Светлане Александровне Кейн за постоянный контроль и неоценимую помощь в подготовке работы.

Автор признателен ректору Ухтинского государственного технического университета, профессору, доктору технических наук Николаю Денисовичу Цхадая за создание оптимальных условий для подготовки работы.

Автор благодарен кафедре бурения Ухтинского государственного технического университета, и лично кандидату технических наук, доценту Ю. Л. Логачёву, кандидату технических наук, профессору Н. М. Уляшевой, доктору технических наук, профессору И. Ю. Быкову за консультации и советы.

## **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** изложена актуальность диссертационной работы.

**В первой главе** проведен анализ теории и практики вскрытия продуктивных пластов горизонтальными скважинами в осложненных условиях.

Среди работ, выполненных в этом направлении, следует отметить исследования ученых, а именно, Александров М. М., Алиев З. С., Ахмадеев Р. Г., Басарыгин Ю. М., Борисов Ю. П., Близнюков В. Ю., Булатов А. И., Буслаев В. Ф., Гукасов Н. А., Гулизаде М. П., Деминская Н. Г., Дуркин В. В., Есьман Б. И., Калинин А. Г., Кейн С. А., Леонов Е. Г., Логачев Ю. Л.,

Лукьянов В. Т., Михеев М. А., Мовсумов А. А., Олдройд Д., Осипов П. Ф., Патракова Е. Е., Пилатовский В. П., Повалихин А. С., Проселков Ю.М., Пятибрат В. П., Сулакшин С. С., Султанов Б. З., Уляшева Н. М., Шмидт А. П., и многих других.

Авторами отмечается целый ряд проблем, возникающих при строительстве горизонтальных скважин в осложнённых условиях. Среди них одна из важнейших – это проблема оптимизации конструкции эксплуатационной колонны скважины и спуска обсадной колонны в горизонтальные участки. Кроме того, значительную роль в эффективности проводки скважин в сложных горно-геологических условиях, в том числе при спуске обсадных колонн, играет оптимизация технологии буровых растворов.

**Вторая глава** посвящена разработке научно-методических основ оптимизации конструкции эксплуатационной колонны скважины и моделирования экспериментальных исследований.

Для оптимизации конструкции скважины выполнен анализ методов математического моделирования притока газа к длинному горизонтальному стволу. Установлено, что наиболее простой и эффективный способ оценки притока газа к горизонтальному стволу, это метод фильтрационных сопротивлений, предложенный Ю. П. Борисовым.

Принятый подход позволил разработать методику расчета конструкции эксплуатационной колонны, состоящей из секций разного диаметра – «телескопической» эксплуатационной колонны (термин использован В. Ф. Бвслаевым в 2001 г.).

Задача решена при следующих допущениях: горизонтальная скважина переменного радиуса  $r_c(\mathbf{x})$  пробурена в пласте толщиной  $h$ . Контур питания двухсторонний с расстоянием  $R_k$ .

Фильтрация считается стационарной и приток флюида на участке скважины  $dx$  для газовой скважины определяется по методу, фильтрационных сопротивлений. Расчётная схема задачи приведена на рисунке 1.

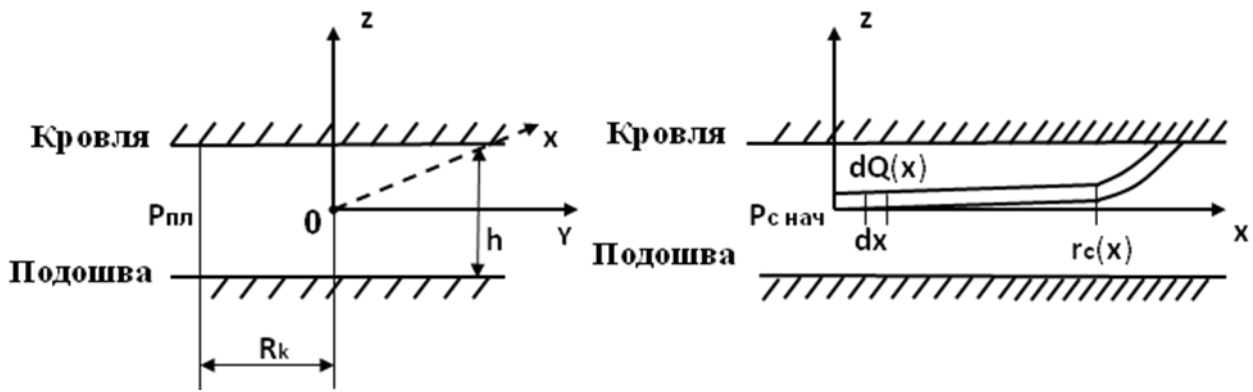


Рисунок 1 – Схема выбора диаметров телескопической эксплуатационной колонны

С учётом функции Лейбензона, приток газа на бесконечно малом участке  $dx$  определяется по формуле:

$$\frac{dQ_m(x)}{dx} = \frac{2\pi k}{\mu} \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{(P_K^2 - P_C^2(x))}{\left[ \pi \frac{R_K}{h} + \ln \frac{h}{2\pi r_c(x)} \right]} \cdot \frac{\rho_{cm} T_{cm}}{P_{cm} T_{nl}}, \quad (1)$$

где  $Q_m(x)$  – массовый расход газа, кг/с;  $\rho_{cm}$  – плотность газа при стандартных условиях, кг/м<sup>3</sup>;  $P_{cm} = 0,1013$  МПа – давление соответствующее стандартным условиям;  $T_{nl}$  – пластовая температура, К;  $T_{cm} = 293^\circ\text{K}$  – температура при стандартных условиях;  $r_c(x)$  – радиус скважины, размер которого изменяется поинтервально, м.

Градиент гидравлических потерь при движении флюида по стволу определяется по формуле:

$$\frac{dP_c(x)}{dx} = \frac{\lambda}{d_c(x)} \cdot \frac{\rho(x)v^2(x)}{2}, \quad (2)$$

где  $v(x)$  – средняя скорость движения потока в трубе, м/с;  $\lambda$  – коэффициент гидравлических сопротивлений.

Таким образом, задача сводится к решению системы дифференциальных уравнений:



$$\begin{cases} \frac{dP_c(x)}{dx} = f_1(P_c, Q, x) \\ \frac{dQ(x)}{dx} = f_2(P_c, Q, x) \end{cases}, \quad (3)$$

со следующими граничными условиями:

$$Q(0) = 0; \quad P_c(0) = P_{пл} - \Delta P_{рен}, \quad \text{при } x=0$$

Полученная система уравнений решается методом Рунге – Кутты четвёртого порядка.

В связи с тем, что в диссертационной работе решалась комплексная задача обоснования состава бурового раствора с улучшенными смазочными свойствами для вскрытия продуктивного пласта и строительства скважин в терригенно-солевых отложениях, проведено моделирование основных процессов при фильтрации буровых растворов в призабойной зоне пласта (ПЗП). Основной объём экспериментальных работ по отработке составов буровых растворов проведен с использованием современных приборов, входящих в комплект стандартных лабораторий. Это – реометр Fann и фильтр-пресс Varoid. Для оценки фильтрационных потерь при высоких температурах и давлениях использовался пресс-фильтр НРНТ OFI, снабжённый керамическими дисками. Смазочные свойства буровых растворов оценивались с использованием машины трения OFITE, устройства СВС-25 и прибора «Машина трения» (МТ), разработанного на кафедре бурения Ухтинского государственного технического университета Р. Г. Ахмадеевым и И. В. Куваевым на основе стандартного прибора СНС-2.

Для исследования фильтрационных потоков при вскрытии порово-трещинных коллекторов использовалась установка, моделирующая течение жидкости по единичной трещине, предложенная Н. М. Уляшевой и Е. Е. Патраковой. В разработанной установке был реализован принцип сообщающихся сосудов. Используя известные формулы для расчета гидродинамических параметров при ламинарном течении вязкопластичной жидкости в щелевом канале, можно оценить не только кинетику фильтрации, но и проницаемость единичной трещины  $K_{mp}$  :

$$K_{mp} = \frac{v_{cp} \mu L}{\Delta P} \quad (4)$$

где  $v_{cp}$  – средняя скорость движения жидкости, мкм/с;  $\mu$  – вязкость жидкости, Па · с;  $\Delta P$  – перепад давления, Па;  $L$  – длина трещины, мкм.

Степень снижения проницаемости  $K_{отн}$  определяется отношением:

$$K_{отн} = K'_{тр} / K_{тр}, \quad (5)$$

где  $K'_{тр}$  – истинная проницаемость трещины, рассчитанная по её раскрытости.

Для оценки результатов экспериментальных исследований по определению остаточного загрязнения пласта использован статистический метод обработки.

**Третья глава** посвящена обоснованию технологии буровых растворов для вскрытия продуктивных пластов горизонтальными скважинами, осложненных терригенно-солевыми отложениями.

Как показывает мировая практика строительства нефтяных и газовых скважин, все большее значение приобретает использование в качестве циркуляционного агента буровых растворов с низким содержанием коллоидной фазы (малоглинистые и «безглинистые» буровые растворы). Это объясняется, прежде всего, улучшением условий работы породоразрушающего инструмента, связанного с очисткой забоя и выносом шлама на поверхность и проявлением эффекта Томса при высоких скоростях движения жидкости (например, в насадках долот), возможностью более полной утилизации отработанной буровой жидкости, а также возможностью адаптации такого раствора к изменяющимся условиям бурения. Однако наибольший интерес представляет использование таких систем в условиях нестабильности ствола скважин и вскрытия продуктивных пластов. Строительство скважин в условиях залегания глинистых и глинисто-солевых пород сопровождается различными осложнениями, связанными как с действием горного давления, так и с их физико-химической активностью по отношению к компонентам буровых растворов. Известным способом предупреждения осложнений в таких условиях является повышение плотности бурового раствора. Однако выбор плотности осложняется при переслаивании глинистых и глинисто-солевых пород с проницаемыми разностями, в которых вполне возможны дифференциальные прихваты.

В последнее десятилетие большое внимание уделено минеральному составу фильтрата буровых растворов как способу уравнивания химических потенциалов. Для этой цели может использоваться неорганический электролит, в частности хлорид калия, хлориды и сульфаты кальция и магния. Ингибирующий эффект ряда неорганических электролитов, таких как диаммонийфосфат и силикаты натрия и калия, проявляется в изменении поверхностных свойств глинистой породы и коагуляции существующих каналов фильтрации в литифицированных породах. Однако они, скорее всего, должны быть исключены при одновременном вскрытии неустойчивых пород и продуктивных пластов.

Положительное влияние оказывают полимерные реагенты, которые не только стабилизируют буровой раствор, но и снижают проницаемость сланца и образуют на их поверхности (особенно в набухающих разностях) защитную оболочку. В этом случае ингибирующий эффект достигается либо капсулированием глинистой породы в результате адсорбции высокомолекулярных полимеров, либо повышением минерализации водной фазы и изменением обменного комплекса использованием неорганических ингибиторов, либо гидрофобизацией поверхности горной породы органическими реагентами такими как полигликоли и гидрофобизирующие кремнийорганические жидкости.

В последние годы для вскрытия глинистых пород и продуктивных пластов используются полимер-калиевые буровые растворы различного компонентного состава в зависимости от условий применения. Основными гелеобразователями в таких системах являются биополимеры (ксантановые смолы) и крахмальные реагенты. Иногда для усиления ингибирующего эффекта в состав раствора вводят полиакриламид (набухающие глины) или полигликоль, а также их аналоги при вскрытии литифицированных глин и продуктивных пластов.

При решении задачи обоснования состава бурового раствора для условий, осложнённых агрессивностью хемогенных пород, были исследованы промывочные жидкости различного состава (всего 16 растворов на водной основе). Основные из них представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Составы буровых растворов.

Название бурового раствора	Составы буровых растворов (% масс.)
Полимер-солевой безглинистый	ПАА (0,3) + сульфат алюминия (2,0) + жидкое стекло (1,5) + мел (5,0)
Полимер-калиевый безглинистый	Barazan (0,4) + кальцинированная сода (0,2) + гидроокись калия (0,2) + хлорид калия (5,0) + крахмал Фито-РК (0,5) + РАС R (0,2) + РАС SL (0,2) + мел (5,0) + пеногаситель
Ингибирующий хлоркалиевый глинистый	Бентонит (4,0) + гидроокись калия (0,6) + хлорид калия (5,0) + ФХЛС (1,0) + ОЭЦ (0,5) + пеногаситель
Гидрогель алюминия	Сульфат алюминия (15,0) + щелочная затравка (суспензия палыгорскита в растворе каустической соды) + крахмал Фито-РК (1,5) + ОЭЦ (0,6) + пеногаситель
Полимер–глинистый пресный	Бентонит (1,0) + кальцинированная сода (0,5) + гидроокись натрия (0,5) + крахмал Фито-РК (0,5) + РАС R (0,2) + РАС SL (0,2) + пеногаситель
Малоглинистый полимер–хлоркалиевый	Бентонит (2,0) + гидроокись калия (0,6) + хлорид калия (5,0) + ПАА (0,4) + РАС R (0,2) + КМЦ (0,5)
Полимер–глинистый с комбинированным ингибитором	Бентонит (0,5) + кальцинированная сода (0,5) + Barazan (0,3) + крахмал Фито-РК (0,5) + РАС R (0,2) + РАС SL (0,2) + жидкое стекло+полигликоль + пеногаситель
Соленасыщенный по хлориду натрия	Кальцинированная сода (0,5) + хлорид натрия (30,0) + крахмал Фито-РК (1,5) + ОЭЦ (1,5) + пеногаситель

По результатам исследования рассмотренные буровые растворы можно выстроить в следующий ряд в порядке убывания по устойчивости:

**–к галлоидной агрессии:**

полимер-глинистые, обработанные водорастворимыми полисахаридами, с комбинированным ингибитором; соленасыщенные буровые растворы; гидрогель алюминия и хлоркалиевые глинистые растворы; полимер-солевые и полимер-калиевые с водорастворимыми полисахаридами; полимер-калиевые и полимер-глинистые;

**–к сульфатной агрессии:**

гидрогель алюминия; полимер-глинистые, обработанные водорастворимыми полисахаридами, с комбинированным ингибитором; полимер-солевые и соленасы-

щенные по хлориду натрия; хлоркалийевые глинистые, полимер-калиевые и полимер-глинистые.

Полученные результаты позволили сделать вывод об эффективности использования полимер-глинистого раствора с добавками жидкого стекла и полигликоля, обработанного водорастворимыми полисахаридами (биополимерами, крахмальными реагентами и эфирами целлюлозы) для вскрытия хемогенных пород. Присутствие ингибиторов гидратации глин позволяет предполагать, что такие циркулирующие агенты положительно повлияют и на устойчивость глинистых пород, в том числе повышенной солености.

Изменения объёмов искусственных образцов галита в безглинистых буровых растворах, обработанных различными ингибиторами, представлены на рисунке 2.

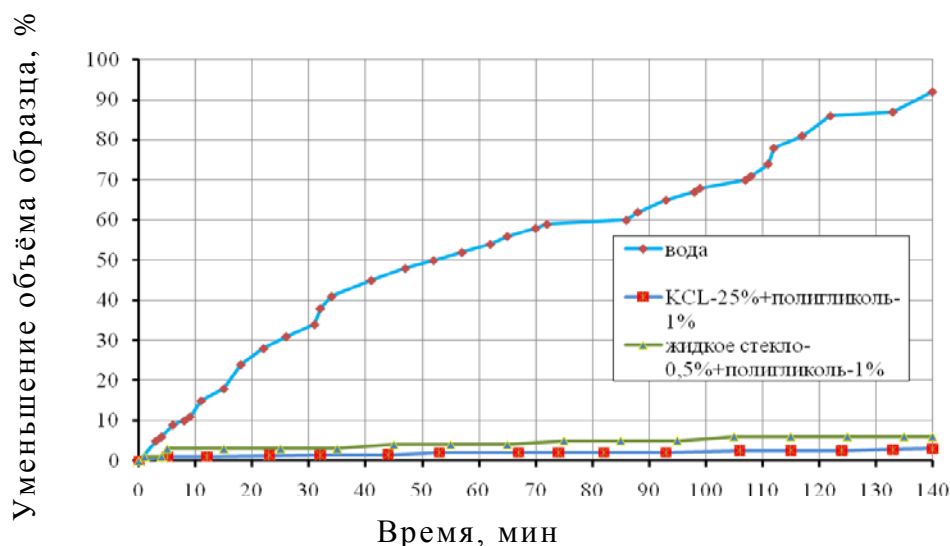


Рисунок 2 – Изменение объема образцов галита при комбинированных обработках бурового раствора

Комбинированная обработка позволяет сохранить стабильность образцов галита и без значительных расходов соли. Учитывая исследования, проведенные на кафедре бурения Н. М. Уляшевой и Н. Г. Деминской, по влиянию различных ингибиторов на устойчивость глинистых образцов различной степени литификации, можно рекомендовать исследуемые составы для вскрытия терригенно-хемогенных пород.

При этом необходимо отметить, что механизм взаимодействия этих реагентов отличается: полигликоль – гидрофобизирует поверхность образца, а жид-

кое стекло – образует нерастворимые соединения (так называемая «силикатизация» поверхности).

Одновременно с проблемой устойчивости в работе решалась задача сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов, отличающихся по фильтрационно-емкостным свойствам. Исследования проводились в развитии работ М. А. Михеева и Е. Е. Патраковой. Известно, что скорость кольтматации и, соответственно, изменения пористости пласта зависит от активности твердой фазы и размеров дисперсных частиц, что оценивается параметром дисперсности  $D$ , но при равной дисперсности конденсированная фаза или активированный наполнитель обладают большей поверхностной активностью, а, следовательно, и кольтматирующей способностью.

Эта особенность была использована при создании кольтматационного экрана в трещинно-поровом коллекторе, когда в качестве основного кольтматанта применялась высокодисперсная резиновая крошка, предварительно обработанная (смоченная) в гидрофобных жидкостях для обеспечения предварительного набухания и агрегатирования, что обеспечивает не только снижение проницаемости зоны кольтматации, но и, как показали промысловые результаты, ускорить процесс освоения скважины.

Влияние модифицированной резиновой крошки на скорость фильтрационного раствора по трещине приведено в таблице 2.

Анализ данных серии опытов по исследованию фильтрации полимерных растворов, обработанных резиновой крошкой и нефтью показал, что при введении в полимерный раствор данного наполнителя (1%) резко снижается скорость фильтрации: при фильтрации глинистого раствора она составляет 0,3 м/с; полимерного 0,075 м/с; полимерного, обработанного резиновой крошкой, модифицированной нефтью 0,025 м/с; полимерного, обработанного известняковой мукой 0,024 м/с. При дальнейшем увеличении содержания резиновой крошки в растворе от 1 до 4% происходит незначительное уменьшение скорости фильтрации, а при увеличении концентрации нефти в растворе от 2,7 до 10% - увеличение скорости фильтрации.

Таблица 2 – Влияние модифицированной резиновой крошки на скорость фильтрации раствора по трещине.

Содержание добавки в полимерном растворе.	Раскрытость трещины, мм.	Скорость фильтрации, м/с.	
		До обработки	После обработки
Резиновая крошка-1% Нефть - 2,7%	0,01	0,0750	0,0250
	0,02	0,0820	0,0240
	0,03	0,0930	0,020
	0,04	0,1250	0,0650
	0,09	0,3960	0,2470
	0,13	0,6400	0,5860
Резиновая крошка-2% Нефть-5,3%	0,01	0,0750	0,0360
	0,02	0,0820	0,0360
	0,03	0,0930	0,0340
	0,04	0,1250	0,0560
	0,09	0,3960	0,2600
	0,13	0,6400	0,5980
Резиновая крошка-3% Нефть-8%	0,03	0,0930	0,0470
	0,04	0,1250	0,0620
	0,09	0,3960	0,2800
	0,013	0,6400	0,6150
Резиновая крошка-4% Нефть-10,7%	0,03	0,0930	0,0480
	0,04	0,1250	0,0660
	0,09	0,3960	0,3250
	0,13	0,6400	0,6300

При этом модифицированная резиновая крошка способствует образованию непроницаемой зоны кольтматации для пласта с раскрытостью трещин до 0,03 мм и создаёт сопротивление течению раствора при большей раскрытости трещин.

В качестве модифицирующих жидкостей использовались: нефть (для сравнения), керосин, глицерин, полигликоль, дизельное топливо, машинное масло, таловый пек и смазочные материалы, используемые для обработки буровых растворов: СОНБУР 1101, Глитал, ФК-2000. Как показали результаты исследований, представленные в таблице 3, наиболее активным модификатором является керосин, что связано с большим количеством легких фракций углеводорода, в

том числе ароматических. Из смазочных композиций наибольшее воздействие оказывает Глитал. Незначительно уступает ему обработка полигликолем.

Таблица 3 – Влияние жидкой среды на степень набухания резиновой крошки.

Дисперсионная среда	Резиновая крошка	Степень набухания (%) за время (часы)			
		0,5	1,0	6,0	24,0
Полигликоль	Монодисперсная	8,0	13,0	15,1	17,0
	Полидисперсная	9,0	15,2	17,4	17,9
Керосин	Монодисперсная	12,7	22,0	25,8	28,0
	Полидисперсная	11,2	21,3	23,9	25,9
Машинное масло	Монодисперсная	3,2	-	-	10,0
	Полидисперсная	-	-	-	19,2
Глитал	Монодисперсная	5,6	12,8	15,7	17,0
	Полидисперсная	2,8	3,9	16,6	18,3
ФК-2000	Монодисперсная	0	0	1,2	1,6
	Полидисперсная	0	0	0	0,8

Преимущество такого кольматанта перед карбонатным (например, мраморной крошкой) заключается в том, что практически не изменяется плотность бурового раствора, что очень важно при вскрытии пластов с невысокими пластовыми давлениями, в которых возможны одновременно и поглощения промывочной жидкости.

Как показали исследования, проведенные на образцах, имитирующих поровый коллектор, использование таких модифицированных добавок не дает стабильного результата по коэффициенту восстановления проницаемости. В связи с чем была изменена технология обработки буровых растворов.

На основе результатов собственных предварительных исследований и исследований, проведенных М. А. Михеевым, был определен круг растворов на водной основе плотностью не более  $1060 \text{ кг/м}^3$ . Как и предполагалось, безглинистые полимерные растворы позволяют минимизировать отрицательное воздействие на призабойную зону продуктивного пласта, создавая тонкую малопроницаемую внутриворонную корку (коэффициент восстановления проницаемости увеличивается в 2-3 раза по сравнению с глинистыми системами).

Усиливает этот эффект использование кольматирующих добавок с различным диаметром частиц. Например, при использовании мраморной крошки



коэффициент восстановления проницаемости достигает 0,88-0,91. Однако повышение содержания твердой фазы при обработке карбонатным кольматантом приводит к увеличению коэффициента трения, что соответственно приведет к росту сопротивлений при спуске обсадной колонны. В определенной степени этого можно избежать при обработке бурового раствора смазочными материалами и композициями.

В связи с этим был проведен комплекс исследований, позволивший оценить смазочную способность не только испытываемых буровых растворов, но и эффективность используемых смазочных материалов и реагентов. Результаты исследований представлены на рисунке 3.

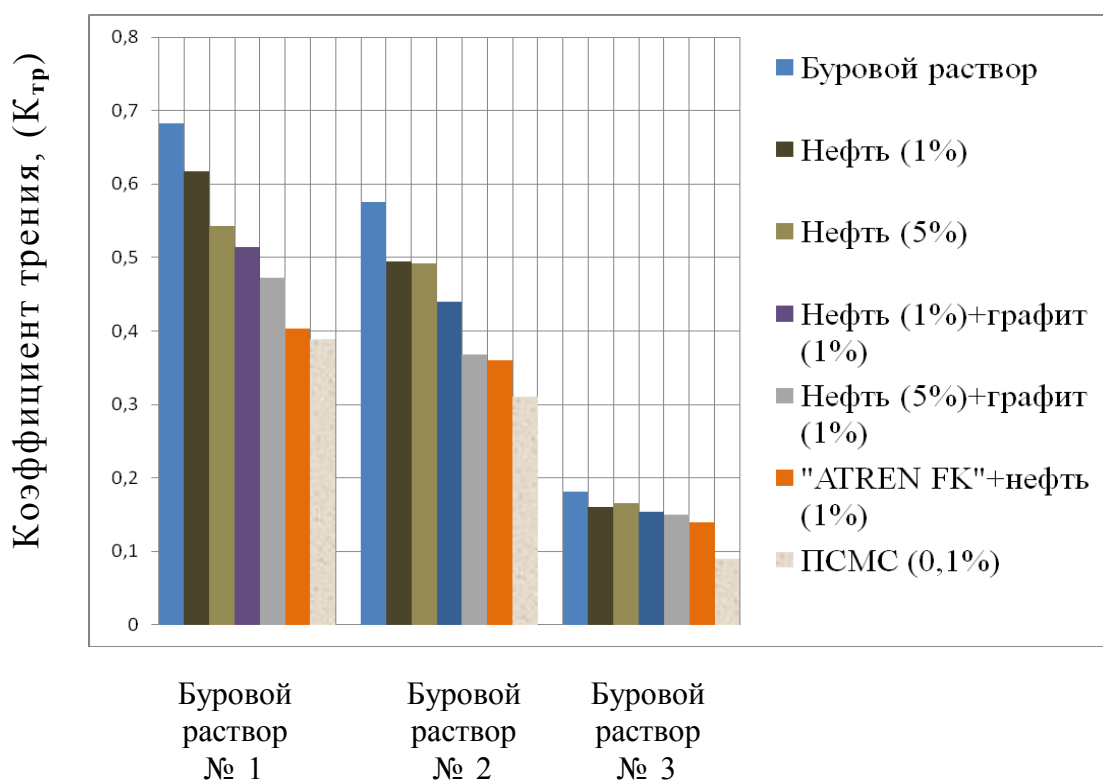


Рисунок 3 – Влияние специальных материалов на смазочные свойства буровых растворов:

- 1 – биополимерный безглинистый раствор, ингибированный по хлориду калия и содержащий карбонатный кольматант;
- 2 – биополимерный безглинистый раствор, ингибированный по хлориду калия и содержащий модифицированную резиновую крошку;
- 3 – биополимерный безглинистый раствор с полигликолем, ингибированный по хлориду калия

Впервые в качестве смазочных добавок в безглинистых ингибирующих полимерных растворах были испытаны микросферы, используемые в тампонажных жидкостях. Использование полых стеклянных микросфер (ПСМС) в концентрации 0,1% от объёма приводит к снижению коэффициента трения ( $K_{тр}$ ) по сравнению с базовыми растворами на 43,1, 46,1 и 50,6 % соответственно для всех трёх типов применяемых буровых растворов при исследовании на ВСВ-25 и на 53,1, 44,4 и 54,1 % – при исследовании на машине трения МТ.

Положительные результаты были получены при обработке безглинистого биополимерного бурового раствора полигликолем (рисунок 3, раствор №3).

При хорошей смазочной способности даже в отсутствии специальных материалов такие системы обеспечивают коэффициент восстановления проницаемости 0,85-0,87, что позволяет в дальнейшем предлагать их для вскрытия продуктивных пластов при отсутствии аномалий пластового давления. Возможность применения буровых растворов, обработанных смесью водорастворимых полисахаридов и ингибирующих добавок различной природы, без дополнительных кольматирующих добавок подтвердилась результатами исследований на пресс-фильтре НРНТ OFI.

Исключение составляет вскрытие высокопроницаемых пород, в которых требуется большой размер материалов, обеспечивающих создание низкопроницаемой прочной мембраны. Результаты исследований позволили выделить пределы проницаемости пород, в которых отсутствует необходимость обработки специальными кольматантами.

**Четвертая глава** посвящена рассмотрению вопроса оптимизации конструкции эксплуатационной колонны.

На примере Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения Республики Саха, которое в геологическом отношении можно отнести к сложно-построенным залежам с аномально низким пластовым давлением, выполнен расчет секций «телескопической» эксплуатационной колонны по методике представленной в Главе 2.

Эксплуатационная колонна в этом случае представлена ступенчатой конструкцией, диаметры элементов которой увеличиваются от конечного забоя по направлению к вертикальному стволу скважины.

Продуктивный пласт, расположенный на глубине 1760-1850 метров, предлагается вскрывать горизонтальным участком протяженностью 2000 м с зенитным углом  $87,8^\circ$  с целью доразведки и последующей эксплуатации.

Переход от одного диаметра эксплуатационной колонны к другому производится при достижении скорости движения потока газа критического значения, которое определено исходя из принятых на практике диаметров эксплуатационных колонн в зависимости от ожидаемого дебита газа по скважине.

На рисунке 4 приведено изменение скорости потока по длине ствола, при достижении критической скорости происходит смена диаметра колонны, и резкое падение скорости движения газа. В соответствие с графиком изменения скорости выбираются соответствующие диаметры «телескопической» колонны.

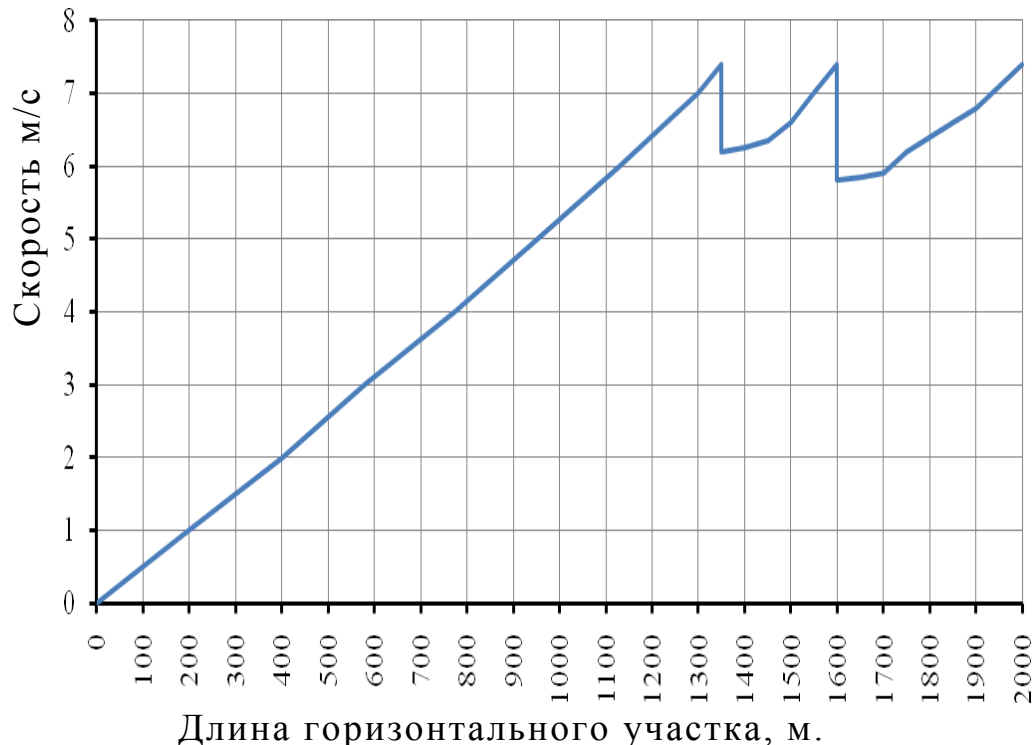


Рисунок 4 – Изменение скорости потока газа в горизонтальном стволе

Конструкция эксплуатационной колонны, полученная на основе графика изменения скорости в горизонтальном стволе, приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Конструкция эксплуатационной колонны скважины с горизонтальным участком 2000 метров для Чаяндинского месторождения

Эксплуатационная колонна	Диаметр, мм	Длина по стволу, м
Первый участок (от забоя скважины)	114	1350
Второй участок	127	250 (от 1350 до 1600)
Третий участок	146	400 (от 1600 до 2000)

На рисунке 5 приведены гидравлические потери давления в «телескопической» и одноразмерной 114 мм колонне.

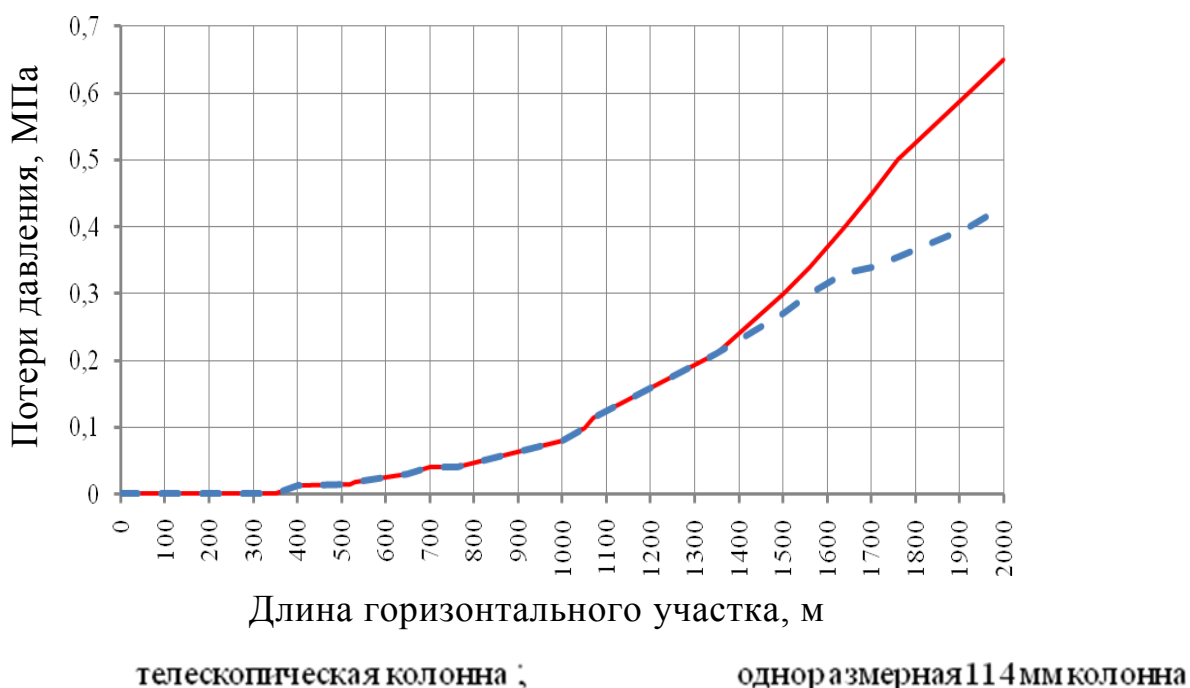


Рисунок 5 – Гидравлические потери давления в горизонтальном стволе

Сравнение результатов расчета показывает, что в «телескопической» колонне гидравлические потери давления меньше. Расчеты также показывают, что при этом накопленный приток газа в обеих конструкциях при протяженности горизонтального участка 2000 метров практически одинаковый.

Для исследования влияния конструкции эксплуатационной колонны на величину доходящей до забоя нагрузки, использовалась методика расчета сил сопротивления и осевых усилий, возникающих при движении колонн в искривленных и гори-

зонтальном участках скважины, предложенная М.М. Александровым. Методика реализована в программном продукте “FORCE”, разработанном В.Т. Лукьяновым на кафедре бурения УГТУ.

Расчеты выполнены для «телескопической» конструкции эксплуатационной и для одноразмерной колонны 146 мм, традиционной для газовых скважин. Результаты расчетов представлены в виде графиков на рисунках 6 и 7, где приведены осевые усилия и силы сопротивления, возникающие при спуске колонн в горизонтальную скважину при величине коэффициента сопротивления 0,3.

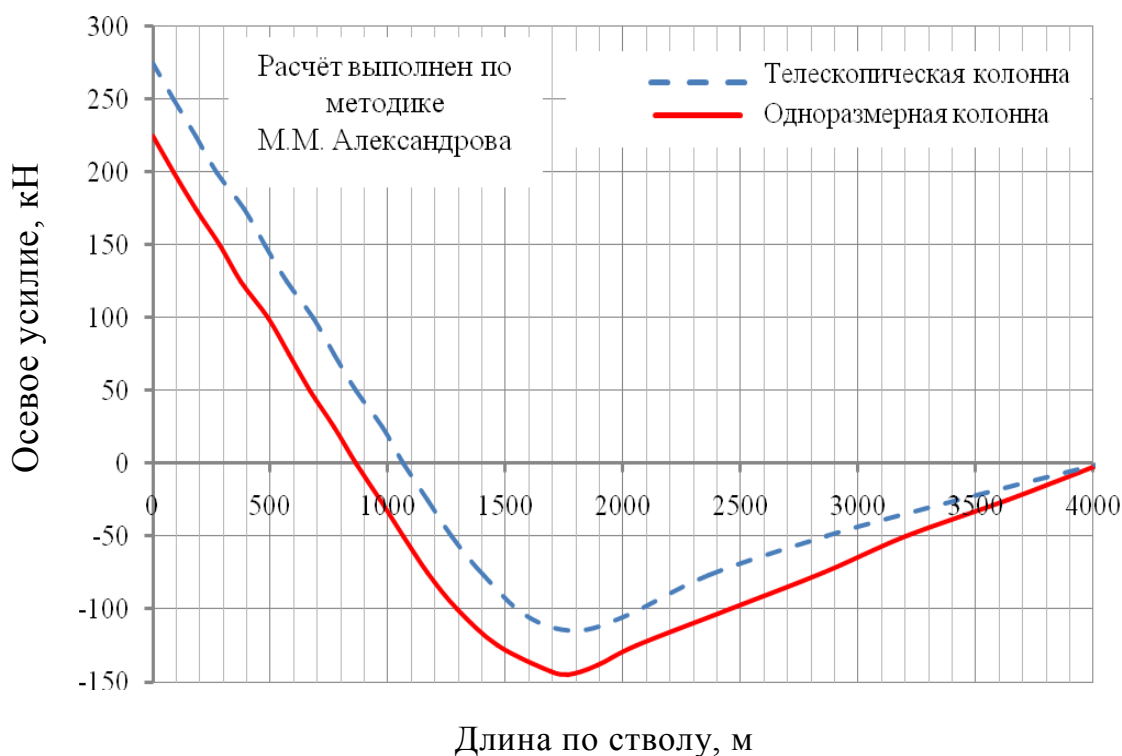


Рисунок 6 - Зависимость осевой нагрузки от длины по стволу в горизонтальной скважине

Анализ зависимостей показывает, что величина растянутой части телескопической обсадной колонны больше, чем одноразмерной, а сила сопротивления меньше. Этот факт свидетельствует о том, что возможность допуска телескопической колонны до конечного забоя выше, чем одноразмерной.

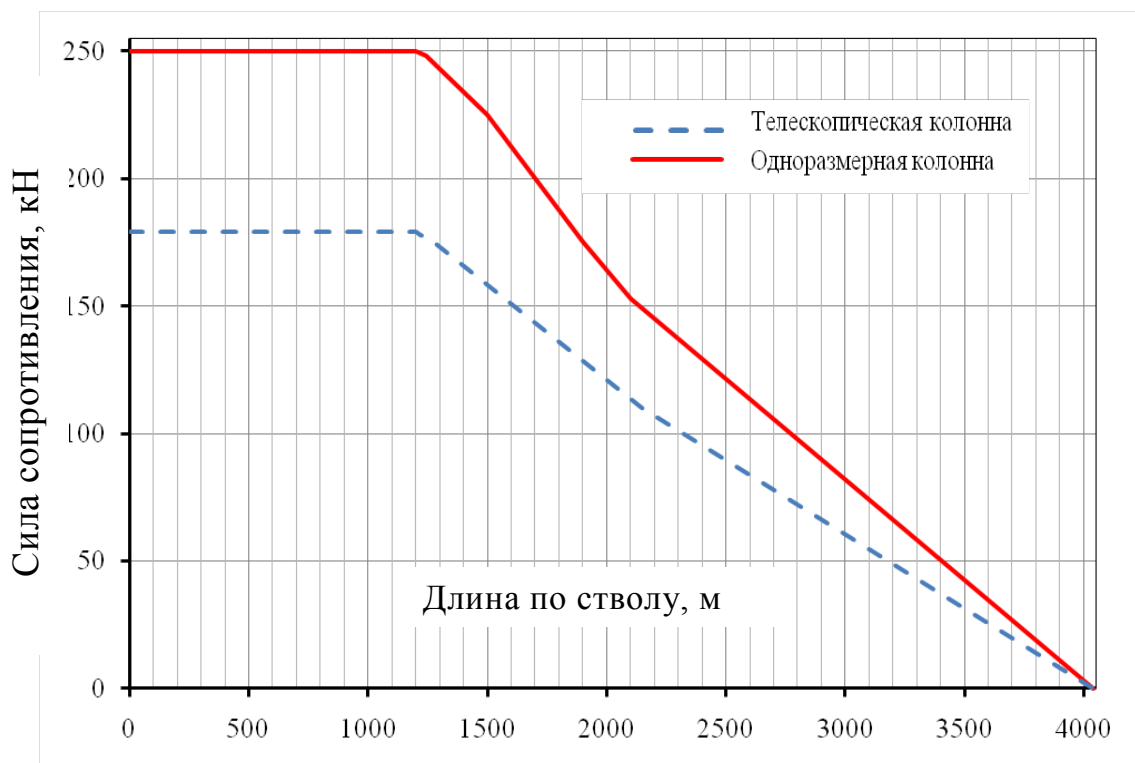


Рисунок 7 - Зависимость силы сопротивления от длины по стволу в горизонтальной скважине

### **Основные выводы и рекомендации**

1. Конструкцию эксплуатационной колонны предлагается усовершенствовать путем оптимизации диаметров и длин секций колонны. Разработана методика расчета «телескопической» эксплуатационной колонны, которая для случая притока газа в условиях Чаяндинского месторождения Республики Саха позволила обосновать следующую конструкцию на горизонтальном участке, диаметрами 114x127x146 мм, с соответствующими длинами 1350, 250 и 400 метров

2. Доказано, что силы сопротивления при движении эксплуатационной колонны «телескопической» конструкции в скважине меньше, чем для одноразмерной; сжатая часть телескопической колонны меньше, чем одноразмерной; при коэффициенте трения 0,3 длина растянутой части «телескопической» колонны составляет 1050 метров, для одноразмерной 850 метров, то есть примерно на 20% выше. Результат свидетельствует о большей гарантии допуска телескопической колонны до конечного забоя.

3. Установлено, что для создания малопроницаемой зоны кольматации в преимущественно трещинном коллекторе эффективно использование тонкодисперсной резиновой крошки, модифицированной смазочными добавками или полигликолем.

4. Экспериментально выявлено, что в отсутствии аномалий пластового давления достаточным кольматирующим эффектом в поровом коллекторе обладает безглинистый биополимерный раствор, обработанный полигликолем. При этом он обладает хорошей смазывающей способностью, обеспечивающей снижение трения при спуске обсадных колонн.

5. Экспериментально доказано, что комбинированная обработка бурового раствора органическим ингибитором и силикатом натрия позволяет обеспечить стабильность терригенно-солевых отложений.

6. Установлено, что использование стеклянных микросфер уменьшает коэффициент трения на 40-55%.

7. «Телескопическая» конструкция эксплуатационной колонны для крепления горизонтальных скважин, рассмотрена в филиале ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, и планируется к включению в 2012-2013 годах в состав проектов на строительство горизонтальных скважин с рекомендациями по составам буровых растворов и технологии спуска обсадных колонн.

8. Буровые растворы с комбинированным ингибитором рассмотрены и приняты к использованию компаниями ЗАО «ЭкоАрктика» и ООО «Газпром бурение» филиал «Ухта бурение».

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

1. Юдин А. В. Расчет надежности элементов бурового оборудования при случайном пульсирующем растяжении [Текст] / А. В. Юдин, В. И. Кучерявый // Проблемы машиностроения и надежности машин. – М.: РАН. – 2002. – №1 – С.30-35.

2. Юдин А. В. Расчет элементов бурового оборудования заданной надежности при пульсирующем растяжении с кручением [Текст] / А. В. Юдин, В. И. Кучерявый // Проблемы машиностроения и надежности машин. – М.: РАН. – 2002. – №5 – С.58-63.
3. Деминская, Н. Г. Анализ использования ингибирующих растворов и пути их совершенствования в условиях сульфатно-галлоидной агрессии [Текст] / Н. Г. Деминская, А. Н. Меньшикова, А. В. Юдин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – №8. – С. 6–7.
4. Кейн, С. А. Обоснование телескопической конструкции эксплуатационной колонны скважины с горизонтальным окончанием 2000 м [Текст] / С. А. Кейн, А. В. Юдин, В. П. Пятибрат // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – №4. – С. 4–6.
5. Уляшева, Н. М. Влияние наполнителей на проницаемость призабойной зоны пласта [Текст] / Н. М. Уляшева, М. А. Михеев, Е. Е. Патракова, А. В. Юдин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ. – 2012. – №5. – С. 29–32.
6. Юдин, А. В. Оптимизация конструкции телескопической эксплуатационной колонны для скважин с большой протяженностью горизонтального участка [Текст] / А. В. Юдин, Н.М., Ю. Л. Логачев // Инженер-нефтяник. – 2012. – №6. – С. 14 – 17.
7. Юдин, А. В. Опыт использования малоглинистых буровых растворов в терригенных отложениях. / А. В. Юдин // Сборник научных трудов. Материалы научно-технической конференции. Часть 1 – Ухта: УГТУ. – 2011. – с. 133–135.