

*На правах рукописи*

**ЗАРИПОВ Радик Ринатович**

**ОБОСНОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ  
БУРЕНИЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ СТВОЛОВ  
МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН**

*Специальность 25.00.15 – Технология бурения и освоения  
скважин*

**А в т о р е ф е р а т**  
диссертации на соискание учёной степени  
кандидата технических наук

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГ  
2012**

Работа выполнена в федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего профессионального образования Санкт-Петербургском государственном горном университете.

*Научный руководитель:*

доктор технических наук, профессор

*Морозов Юрий Тимофеевич*

*Официальные оппоненты:*

**Повалихин Александр Степанович**, доктор технических наук, ООО «Интеллект Дрилинг Сервисиз», директор департамента

**Сливченко Анатолий Фёдорович**, кандидат технических наук, Альметьевский государственный нефтяной институт, кафедра бурения нефтяных и газовых скважин, доцент

*Ведущая организация – ООО «Газпромнефть НТЦ».*

Защита диссертации состоится 30 марта 2012 г. в 16:00 ч на заседании диссертационного совета Д 212.224.02 при Санкт-Петербургском государственном горном университете по адресу: 199106, г. Санкт-Петербург, 21-я линия, дом 2, ауд. 1160.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Санкт-Петербургского государственного горного университета.

Автореферат разослан 29 февраля 2012 г.

**УЧЁНЫЙ СЕКРЕТАРЬ**  
диссертационного совета  
д.т.н., профессор

**Н.И. НИКОЛАЕВ**

## **ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ**

### **Актуальность темы исследований**

Изменение качественного состава сырьевой базы страны на современном этапе её развития ставит в разряд наиболее актуальных задач: поиск, разведку, разработку новых и реанимацию старых нефтегазовых месторождений. Для решения этих задач весьма перспективным является бурение многозабойных скважин (МЗС), горизонтальных скважин (ГС), боковых стволов (БС) и стволов с горизонтальным окончанием из бездействующих, аварийных и малодобитных скважин. Однако при применении существующих технологий и технических средств в процессе бурения этих скважин их стволы нередко отклоняются от проектных траекторий, что приводит к необходимости их постоянного корректирования. В интервалах корректирования формируются локальные искривления; это снижает скорость, качество дальнейшего бурения и крепления стволов, а также приводит к удорожанию скважин в целом.

В связи с вышеизложенным научный поиск новых технологических и технических решений, позволяющих осуществить работы по бурению МЗС и БС на более высоком техническом уровне и экономичными способами, является актуальной задачей для нефтегазовой отрасли.

**Целью диссертационной работы** является повышение эффективности бурения дополнительных стволов многозабойных скважин и боковых стволов из старого фонда скважин.

**Идея работы** заключается в разработке технологии и технических средств для проектного регулирования искривления скважин и отбора ориентированного керна, в прогнозировании максимально возможного проектного смещения забоев горизонтальных скважин от вертикали и оценке эффективности бурения многозабойных скважин и боковых стволов из старого фонда скважин.

### **Задачи исследований:**

1. Выполнить анализ современных методов и технических средств, применяемых для бурения МЗС и БС.

2. Разработать технологию и отклоняющее устройство с изменяемым углом перекоса и стабилизацией его корпуса в азимутальном направлении в составе компоновки низа бурильной колонны (КНБК).

3. Определить и исследовать максимальные проектные смещения горизонтальных скважин, учитывая вид и параметры их

профилей, а также силы сопротивления при перемещении колонны бурильных труб в стволе скважин.

4. Разработать технологию и устройство для отбора ориентированного керна в наклонных и горизонтальных скважинах для оценки геолого-структурных условий бурения и выявить влияние различных факторов на надежность отбора керна.

5. Создать алгоритм и программу расчёта экономической эффективности строительства МЗС и БС.

#### **Методы решения поставленных задач**

Для решения поставленных задач использовались методы теоретической механики, вычислительной математики и программирования, проведение и анализ результатов исследований и промысловых испытаний. Обработка экспериментальных и промысловых данных проводилась с помощью методов математической статистики.

#### **Научная новизна работы:**

1. Выявлена возрастающая зависимость момента сопротивления вращению компоновки низа бурильной колонны с разработанным отклонителем ОУПК-1 на забое скважины от величин раскрепляющей нагрузки, модулей упругости горной породы, коэффициентов трения в контактной паре «сталь-порода» и соотношений диаметров скважины и корпуса отклонителя.

2. Установлены зависимости максимальных проектных смещений горизонтальных скважин при бурении под собственным весом бурильной колонны от вида и параметров их профилей, а также коэффициентов трения между колонной труб и стенкой скважины.

3. Определены параметры точности ориентации керна для разработанного керноориентатора в зависимости от зенитных углов скважин, частот вращения породоразрушающего инструмента и массы груза-отвеса в гравитационном элементе устройства.

#### **Защищаемые научные положения:**

1. Применение в процессе набора кривизны скважины разработанного отклонителя ОУПК-1 увеличивает момент сопротивления вращению компоновки низа бурильной колонны, что обеспечивает стабильность азимутального направления ствола скважины.

2. Показатели максимального проектного смещения горизонтальных скважин при бурении под собственным весом бурильной колонны определяются видом и параметрами их

профилей, а также коэффициентами трения между колонной бурильных труб и стенкой скважины.

3. Точность отбора ориентированного керна для разработанного устройства определяется рациональным соотношением массы груза-отвеса в гравитационном элементе устройства, частот вращения породоразрушающего инструмента и зенитных углов скважин.

**Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций** подтверждена достаточным объёмом теоретических и экспериментальных исследований, высокой степенью сходимости их результатов и воспроизводимостью полученных данных.

**Практическое значение работы:**

1. Разработано устройство для искривления скважин ОУПК-1 и технология его применения.

2. Разработано устройство, позволяющее отбирать ориентированный керн в широком диапазоне зенитных углов от 15 град. до горизонтальных и восстающих интервалов скважин любого профиля, а также методика интерпретации этого керна.

3. Разработана методика определения показателей максимального проектного смещения горизонтальных скважин.

4. Разработаны алгоритм и программа расчёта экономической эффективности МЗС и БС.

**Апробация работы**

Основные положения и практические результаты исследований докладывались на III Всероссийском форуме студентов, аспирантов и молодых учёных «Наука и инновации в технических университетах» (г. Санкт-Петербург, СПбПУ, 2009); Всероссийской конференции, посвященной 55-летию кафедры «Бурение скважин» «Проблемы научно-технического прогресса в бурении скважин» (г. Томск, ТПУ, 2009); Международном симпозиуме имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» (г. Томск, ТПУ, 2010, 2011); Международной научно-практической конференции “Innovations in Mineral Industry – Geology, Mining, Metallurgy and Management” (Германия, г. Фрайберг, TUBAF, 2010); Международной молодежной научной конференции «Севергеоэкотех» (г. Ухта, УГТУ, 2009, 2010, 2011); Международной практической конференции «Ашировские чтения» (г. Туапсе, СамГТУ, 2010); II Международной научно-технической конференции «Повышение качества строительства скважин» (г. Уфа, УГНТУ, 2010); Всероссийской научно-технической

конференции «Нефтегазовое и горное дело» (г. Пермь, ПГТУ, 2010).

#### Публикации

По теме диссертации опубликовано 21 печатная работа, в том числе 5 статей в изданиях, входящих в перечень ВАК Министерства образования и науки Российской Федерации.

#### Структура и объём диссертационной работы

Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, основных выводов и рекомендаций, библиографического списка, включающего 154 наименования. Материал диссертации изложен на 165 страницах машинописного текста, включает 12 таблиц, 73 рисунка и 1 приложение.

### **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** приводится общая характеристика работы, обосновывается её актуальность, определяются цель, идея, задачи, излагаются защищаемые положения, научная новизна и практическая значимость.

**В первой главе** приведён критический анализ применяемых технических устройств для искривления скважин. Обобщён опыт зарубежного и отечественного бурения наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин.

Значительный вклад в развитие наклонно направленного бурения и бурения ГС, БС, МЗС внесли российские и зарубежные учёные: Близнюков В.Ю., Бронзов А.С., Буслаев В.Ф., Гилязов Р.М., Гречин Е.Г., Григорян А.М., Григорян Н.А., Гулизаде М.П., Джоши С.Д., Зайнуллин А.Г., Кагарманов Н.Ф., Калинин А.Г., Кауфман Л.Я., Коултер Г., Круз Ф., Крылов В.И., Кульчицкий В.В., Лягов А.В., Морозов Ю.Т., Мухаметшин А.А., Нескоромных В.В., Омер Э., Органов С.А., Органов А.С., Органов Г.С., Ошкордин О.В., Повалихин А.С., Прохоренко В.В., Пулик Т., Солодкий К.М., Сулакшин С.С., Султанов Б.З., Сушон Л.Я., Фёдоров В.С., Фрайя Х., Шенбергер В.М. и ряд других авторов.

Бурение МЗС в России, при всей своей выгоде, не получает широкого распространения из-за сложности проводимых работ и рисков, увеличивающихся с количеством стволов, а также отсутствия надёжной техники и технологии её применения. Не разработаны научно обоснованные методики прогноза экономической эффективности технологий МЗС и БС.

Исследованиями А.Г. Калинина, Ю.Т. Морозова установлена рациональность использования МЗС для поисково-разведочного

бурения. Кроме того, актуальной является задача разработки устройств, позволяющих производить отбор ориентированного керна из наклонных и горизонтальных скважин, а также повышение выхода керна в целом.

Показана необходимость определения и исследования максимальных проектных смещений горизонтальных скважин.

Анализ технических средств для искривления скважин выявил ряд недостатков применяемых отклонителей в составе КНБК, в том числе сложность обеспечения устойчивости азимутального направления, а также отсутствие направленно-регулируемых устройств с возможностью выполнения спускоподъёмных операций (СПО) в прямолинейном положении, а при постановке на забой – принимать заданный угол искривления.

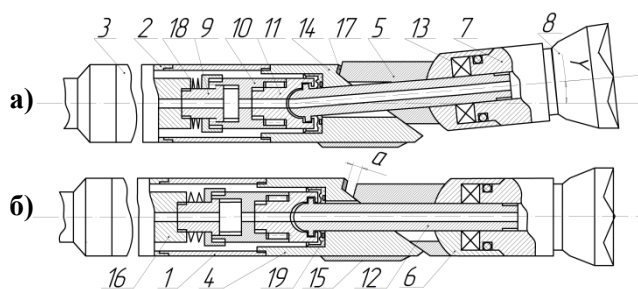
**Во второй главе** изложены методики теоретических и экспериментальных исследований, используемых в диссертационной работе для разработки технических устройств и технологии бурения дополнительных стволов многозабойных скважин и отбора ориентированного керна из них. Также приводится методика планирования экспериментов и статистической обработки их результатов.

**В третьей главе** обоснована новая конструкция КНБК для набора кривизны скважин и стабилизации их азимута с отклонителем ОУПК-1, приведены аналитические исследования применения отклоняющих КНБК и определено максимальное проектное смещение горизонтальных скважин.

Проведённый анализ наклонно направленных скважин, пробуренных на Ромашкинском месторождении Татарстана позволяет сделать следующие выводы: фактическая траектория ствола скважины отклоняется от проектной (по значениям зенитных и азимутальных углов) уже в интервале первого набора кривизны; темп изменения зенитного угла ствола скважины носит скачкообразный характер, что снижает качество дальнейшего бурения и крепления скважины. Например, максимальное относительное отклонение фактического профиля от проектного скважины № 38370 составляет 3.69%, то есть фактическое смещение расходится с проектным на 32.1 м. При этом максимальное относительное отклонение фактического зенитного угла от проектного составляет 2.49%, что равняется 9.7 град. Сложности проводки интервалов проектного профиля обусловлены геологическими и технологическими факторами, которые следует

учитывать при расчёте и выборе КНБК.

Для равномерного выколаживания скважин разработаны отклонитель – ОУПК-1 и технология его применения. Принципиальным отличием устройства является: его расположение ниже забойного двигателя непосредственно над забоем скважины; возможность установки угла перекоса, равного проектной интенсивности искривления ствола перед спуском компоновки в скважину, при этом сохраняется прямолинейность формы КНБК при СПО, что предохраняет долота и опорно-центрирующие элементы (ОЦЭ) от износа; отсутствие вероятности врезания или остановки на интервалах искривлённого ствола; способность удерживать заданное азимутальное направление. На рисунке 1 показаны два основных положения отклонителя: а) устройство находится в рабочем положении с опорой на забой со смещённой отклоняющей частью с заданным углом перекоса нижнего плеча; б) устройство находится в процессе спуска в прямолинейном транспортном положении.



**Рисунок 1 – Отклонитель ОУПК-1:**

1 – корпус; 2 – наружный корпус; 3 – переводник; 4 – верхняя втулка; 5 – нижняя втулка; 6 – полушарнир; 7 – переводник; 8 – долото; 9 – вал шлицевого узла; 10 – корпус шлицевого узла; 11 – корпус узла шлицевого шарнира; 12 – вал узла шлицевого шарнира; 13 – упорный подшипник; 14 – упор; 15 – раскрепляющие опоры; 16 – шпindel забойного двигателя; 17 – ограничитель; 18 – пружина; 19 – герметичное устройство

Математическое условие стабилизации азимутального направления при искривлении скважины отклонителем ОУПК-1 (рисунок 2) описывается выражением:

$$M_c \geq M_{mp}, \quad (1)$$

где  $M_c$  – момент сил сопротивления вращению отклонителя, кН·м;  $M_{mp}$  – внутренний момент трения внутри отклонителя и винтового забойного двигателя (ВЗД) за счёт взаимодействия кинематических пар, кН·м.



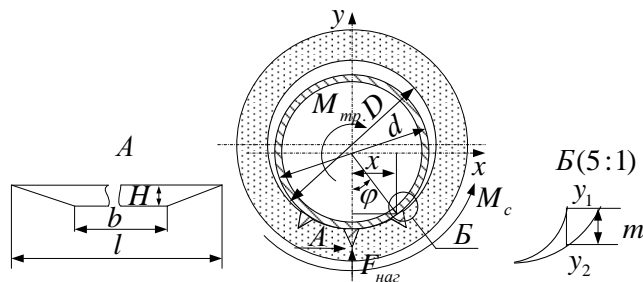


Рисунок 2 – Схема определения  $M_c$  ОУПК-1

Из анализа сил и моментов, действующих в отклонителе ОУПК-1, получена зависимость, определяющая  $M_c$ :

$$M_c = \frac{1}{2} \cdot F_{наг} \cdot d \cdot \mu \cdot \frac{\arctg\left(\frac{x}{\sqrt{d^2/4 - x^2}}\right)}{\sin\left(\arctg\left(\frac{x}{\sqrt{d^2/4 - x^2}}\right)\right)} + 3 \cdot P_{мод} \cdot H \cdot \left(\frac{l+b}{2}\right) \cdot \left(\frac{d}{2} + H\right), \quad (2)$$

где  $F_{наг}$  – раскрепляющая нагрузка, кН;  $P_{мод}$  – модуль упругости горной породы, МПа;  $l$ ,  $b$  – длина раскрепляющей опоры, соответственно, сверху и снизу, м;  $H$  – высота раскрепляющих опор, м;  $\mu$  – коэффициент трения в контактной паре «сталь-порода», д. ед.;  $\varphi$  – угол соприкосновения корпуса отклонителя со стенкой скважины, рад.;  $d$  – диаметр корпуса отклонителя ОУПК-1, м;  $x$  – половина ширины зоны соприкосновения корпуса отклонителя со стенкой скважины, м.

Значение  $x$  можно определить из следующего выражения:

$$\sqrt{D^2/4 - x^2} - \sqrt{d^2/4 - x^2} = m + D/2 - d/2, \quad (3)$$

где  $m$  – зазор между корпусом отклонителя ОУПК-1 и стенкой скважины, м;  $D$  – диаметр скважины, м.

Величина  $m$  определялась в вертикальной плоскости и принята равной 1 мм. Величина  $x$  в явном виде в декартовой системе координат не выражается. Её значение можно определить, к примеру, в пакете прикладных программ Mathcad.

Установлено, что с ростом значений раскрепляющей нагрузки, модуля упругости горной породы, коэффициента трения в контактной паре «сталь-порода» и угла соприкосновения корпуса отклонителя со стенкой скважины момент сопротивления вращению КНБК с ОУПК-1 увеличивается (рисунок 3). Анализ теоретических значений момента сопротивления вращению ОУПК-1 и данных

момента сил на выходном валу ВЗД показывает надежную стабилизацию азимутального направления ствола скважины.

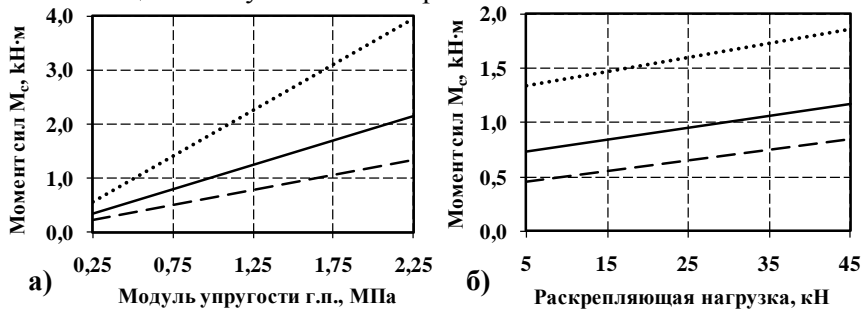


Рисунок 3 – Зависимость момента сил сопротивления вращению отклонителя от:  
а) модуля упругости горной породы; б) раскрепляющей нагрузки

Спроектировав принципиально новое отклоняющее устройство, возникла задача создать новую классификацию отклонителей, включающую в себя ранее не применяемые параметры (рисунок 4).

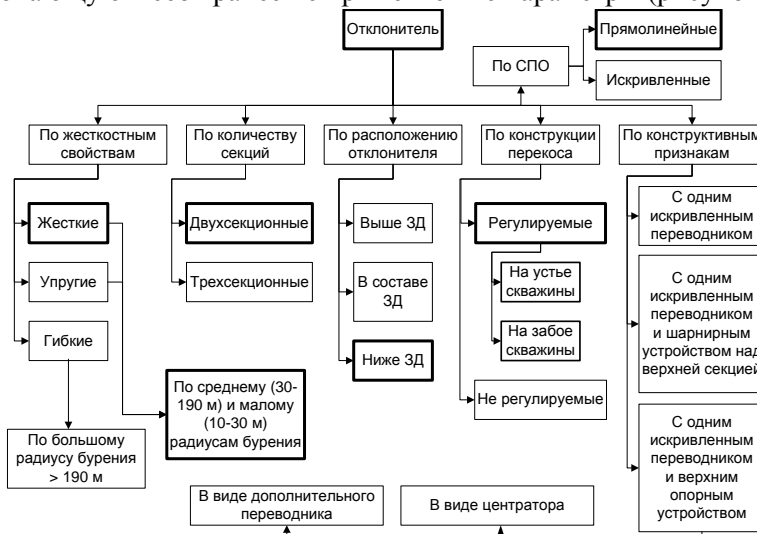


Рисунок 4 – Классификация отклонителей по основным принципиальным характеристикам

Исследования оптимальных отклоняющих КНБК для бурения БС на дестабилизирующие факторы показали характерные

особенности: максимальный темп изменения отклоняющей силы получен для КНБК, имеющих больший угол перекоса. При этом износ ОЦЭ и увеличение диаметра скважины влияют на работу КНБК в сторону роста отклоняющей силы на долоте, а уменьшение диаметра скважины снижает отклоняющую силу.

Эффективность применения предложенных оптимальных КНБК для бурения БС подтверждена результатами опытно-производственных испытаний, проведенных на Мамонтовском месторождении.

Путём алгебраических преобразований получено приближенное математическое выражение, с помощью которого можно с достаточной для практики точностью определить длину первой секции отклоняющей КНБК при заданных остальных параметрах:

$$L_1 = -(L_2 - 2 \cdot R \cdot \Delta_1) + \sqrt{(L_2 - 2 \cdot R \cdot \Delta_1)^2 - 4 \cdot R \cdot (D - d)} / 2, \quad (4)$$

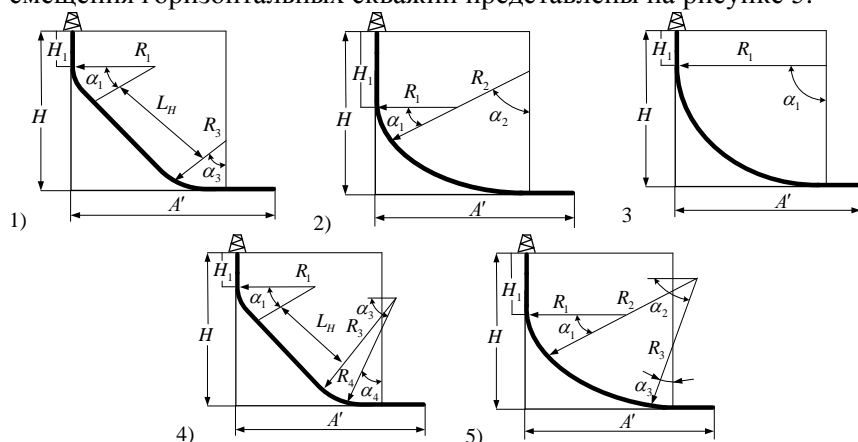
где  $R$  – радиус кривизны ствола скважины, м;  $L_2$  – длина верхней секции отклоняющей КНБК, м;  $\Delta_1$  – угол перекоса отклонителя, рад.;  $D, d$  – диаметр ствола скважины и отклонителя, соответственно, м.

Выполнен анализ отклоняющей КНБК, включающей нижнюю и верхнюю секцию диаметром 95 мм, долото диаметром 124 мм и расположенную в стволе скважины с радиусами кривизны 10 и 30 м. По условию её вписываемости для проводки ствола скважины по заданным радиусам кривизны длина нижней секции не должна превышать 1.3 и 2.26 м, а длина верхней секции 1.52 и 2.63 м, соответственно. При радиусе кривизны скважины 30 м значение угла перекоса нижнего отклонителя может быть снижено только до 4.3 град. за счёт уменьшения длины нижней секции с 2.26 до 1.0 м. Таким образом, проведённые расчёты показывают, что типовые забойные двигатели-отклонители, предназначенные для проводки ствола скважины по среднему и большому радиусам кривизны, а также их отдельные узлы не могут быть использованы при создании отклоняющей КНБК для реализации технологии бурения скважин по малому радиусу.

Проектирование ГС целесообразно начинать с определения максимально возможной величины проектного смещения скважины. Для детерминированности этого показателя рассчитано, при каком отклонении скважины от вертикали колонна бурильных труб уже не может перемещаться под собственным весом, уравниваясь силами трения. При этом приняты следующие допущения: колонна труб перемещается по нижней стенке ствола скважины; колонна

труб не вращается; жёсткость труб не учитывается; удельный вес бурильных труб не изменяется; на колонну труб действуют только силы трения; профиль скважины состоит из дуг окружности и прямолинейных участков.

Расчётные схемы для определения максимального проектного смещения горизонтальных скважин представлены на рисунке 5.



**Рисунок 5 – Расчётные схемы для определения максимального проектного смещения горизонтальных скважин:**

$H_1$  – длина вертикального участка скважины, м;  $L_H$  – длина наклонного участка скважины, м;  $R_1, R_2, R_3, R_4$  – радиус кривизны, соответственно, 1, 2, 3, 4 участков ствола скважины, м;  $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3, \alpha_4$  – набор зенитного угла ствола скважины, соответственно, на 1, 2, 3, 4 участках, рад.;  $A'$  – проектное смещение горизонтальной скважины, м.

Для профиля 1 уравнение для определения проектного смещения скважины имеет вид (обозначения в формулах (5–9) соответствуют представленным на рисунке 5):

$$A' = ((H_1 \cdot e^{-\mu \cdot \alpha_1} + R_1 \cdot [\sin(\alpha_1 + 2\gamma) - \sin(2\gamma) \cdot e^{-\mu \cdot \alpha_1}]) + L_H \cdot (\cos \alpha_1 - \mu \cdot \sin \alpha_1)) \cdot e^{-\mu \cdot \alpha_3} + R_3 \cdot [\cos(2\gamma) - \sin(2\gamma) \cdot e^{-\mu \cdot \alpha_3}] \cdot \mu^{-1} + L_H \cdot \sin \alpha_1 + R \cdot (1 - \cos \alpha_1) + R_3 \cdot (\cos \alpha_1 - \cos \alpha_3), \quad (5)$$

где  $\mu$  – коэффициент трения, д. ед.;  $\gamma = \arctg(\mu)$ .

Ниже приведены полученные решения для определения максимального проектного смещения горизонтальных скважин остальных схем (рисунок 5).

Проектное смещение скважины профиля 2:

$$A' = ((H_1 \cdot e^{-\mu \cdot \alpha_1} + R_1 \cdot [\sin(\alpha_1 + 2\gamma) - \sin(2\gamma) \cdot e^{-\mu \cdot \alpha_1}]) \cdot e^{-\mu \cdot \alpha_2} + R_2 \cdot [\cos(2\gamma) - \sin(2\gamma) \cdot e^{-\mu \cdot \alpha_2}]) \cdot \mu^{-1} + R_2 \cdot (\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2) + R_1 \cdot (1 - \cos \alpha_1). \quad (6)$$

Проектное смещение скважины профиля 3:

$$A' = (H_1 \cdot e^{-\frac{\mu \cdot \pi}{2}} + R_1 \cdot [\cos(2\gamma) - \sin(2\gamma) \cdot e^{-\frac{\mu \cdot \pi}{2}}]) \cdot \mu^{-1} + R_1. \quad (7)$$

Проектное смещение скважины профиля 4:

$$A' = (((H_1 \cdot e^{-\mu \cdot \alpha_1} + R_1 \cdot [\sin(\alpha_1 + 2\gamma) - \sin(2\gamma) \cdot e^{-\mu \cdot \alpha_1}]) + L_H \cdot (\cos \alpha_1 - \mu \cdot \sin \alpha_1)) \cdot e^{-\mu \cdot \alpha_3} + R_3 \cdot [\sin(\alpha_1 + \alpha_3 + 2\gamma) - \sin(2\gamma) \cdot e^{-\mu \cdot \alpha_3}]) \cdot e^{-\mu \cdot \alpha_4} + R_4 \cdot [\cos(2\gamma) - \sin(2\gamma) \cdot e^{-\mu \cdot \alpha_4}]) \cdot \mu^{-1} + R_1 \cdot (1 - \cos \alpha_1) + L_H \cdot \sin \alpha_1 + R_3 \cdot (\cos \alpha_1 - \cos \alpha_3) + R_4 \cdot (\cos \alpha_3 - \cos \alpha_4). \quad (8)$$

Проектное смещение скважины профиля 5:

$$A' = (((H_1 \cdot e^{-\mu \cdot \alpha_1} + R_1 \cdot [\sin(\alpha_1 + 2\gamma) - \sin(2\gamma) \cdot e^{-\mu \cdot \alpha_1}]) \cdot e^{-\mu \cdot \alpha_2} + R_2 \cdot [\sin(\alpha_1 + \alpha_2 + 2\gamma) - \sin(2\gamma) \cdot e^{-\mu \cdot \alpha_2}]) \cdot e^{-\mu \cdot \alpha_3} + R_3 \cdot [\cos(2\gamma) - \sin(2\gamma) \cdot e^{-\mu \cdot \alpha_3}]) \cdot \mu^{-1} + R_1 \cdot (1 - \cos \alpha_1) + R_2 \cdot (\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2) + R_3 \cdot (\cos \alpha_2 - \cos \alpha_3). \quad (9)$$

Нами выполнен графический анализ одной из полученных математических зависимостей (5).

На рисунке 6 представлена зависимость проектного смещения скважины от зенитного угла наклонного участка скважины при разных значениях коэффициента трения.

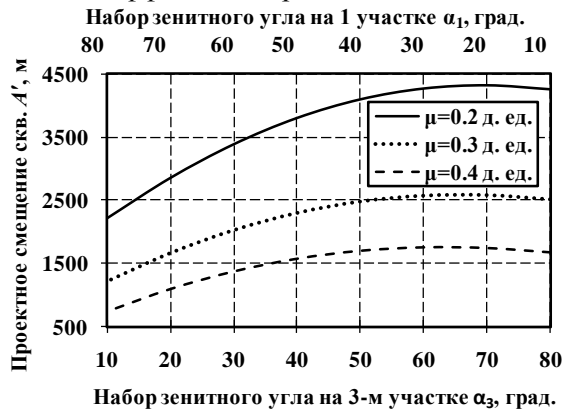


Рисунок 6 – Зависимость проектного смещения горизонтальной скважины  $A'$  профиля 1 от набора зенитного угла ствола скважины на третьем участке скважины

Из графика (рисунок 6) видно, что для увеличения показателя проектного смещения горизонтальной скважины значение первого участка увеличения зенитного угла должно быть минимальным, а максимальный зенитный угол для выхода на горизонтальный участок следует набирать на третьем участке скважины.

На рисунке 7-а представлен график зависимости проектного смещения горизонтальной скважины от радиуса кривизны третьего участка скважины. Полученные результаты показывают, что при бурении по малому радиусу кривизны значения проектного смещения скважины, пробуренной под собственном весом колонны, значительно ниже, чем при бурении по среднему и большому радиусам кривизны.

На рисунке 7-б представлено количественное влияние коэффициента трения на показатель проектного смещения скважины.

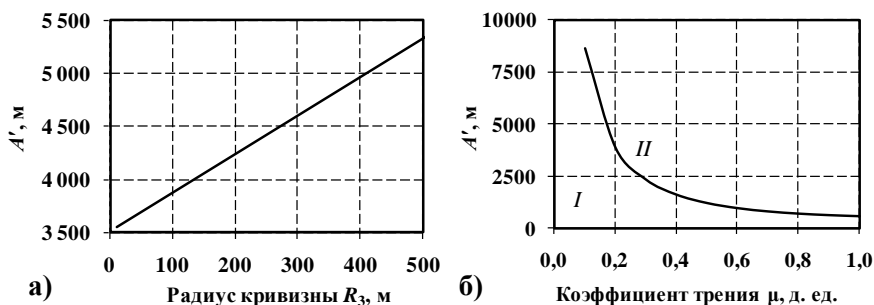


Рисунок 7 – Зависимость проектного смещения скважины  $A'$  от: а) от радиуса кривизны третьего участка набора кривизны при  $\mu = 0,2$  д. ед.; б) от коэффициента трения

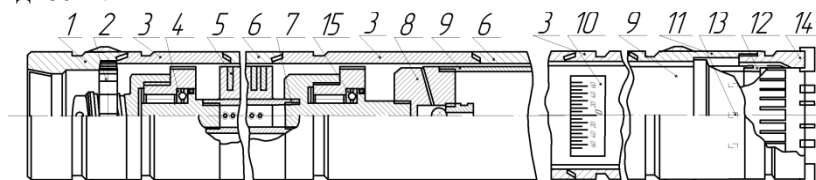
При коэффициенте трения, стремящемся к минимальному значению ( $\mu \rightarrow 0$ ), проектное смещение скважины стремится к максимальному значению ( $A' \rightarrow \infty$ ). В области I графика (рисунок 7-б) расположено множество скважин, которые могут быть пробурены по технологии обычных наклонных скважин, то есть бурение ведётся под собственным весом колонны труб. В области II находится множество скважин, которые необходимо проектировать с применением специальной технологии и технических средств горизонтального бурения.

**В четвёртой главе** приводятся обоснование технологии применения разработанного керноориентатора и экспериментальные исследования его отдельных узлов.

При проведении поисково-разведочных работ и эксплуатации большинства месторождений нефти и газа возникает необходимость периодического отбора ориентированных кернов с целью более полного изучения физико-механических свойств и состава слоёв горных пород месторождений нефти и газа, структурных и морфологических особенностей зоны. Выполненный анализ

существующих конструкций керноотборников показал, что они не в полной мере выполняют указанную задачу.

Разработан керноориентатор для отбора ориентированного керна (рисунок 8), позволяющий получать более надёжные данные из наклонных, горизонтальных, многозбойных скважин благодаря наличию в нем гравитационного узла с двумя изолированными подшипниковыми секциями, который предохраняет керноприёмную трубу и керн от вращения, вибрации и потока промывочной жидкости.

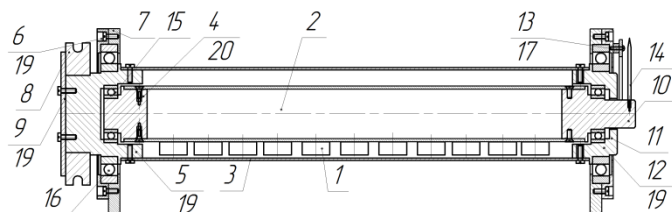


**Рисунок 8 – Керноориентатор:**

1 – верхний переводник; 2 – регулировочная головка; 3 – переводники промежуточные; 4 – верхний радиально-упорный подшипниковый узел; 5 – груз-отвес со свинцовыми вставками; 6 – наружный корпус устройства; 7 – труба для подвеса груза-отвеса; 8 – дренажный клапан; 9 – керноприёмная труба; 10 – контрольная шкала; 11 – переводник нижний; 12 – кернорватель твёрдосплавный; 13 – резцы-керноотметчики (3 штуки); 14 – ПРИ; 15 – нижний радиально-упорный подшипниковый узел

При разработке керноориентатора первоочередной задачей явилось установление закономерностей влияния различных факторов (частот вращения породоразрушающего инструмента (ПРИ), зенитных углов скважины, массы груза-отвеса) на точность отбора керна.

Экспериментальные исследования проводились на специально разработанной модели гравитационного элемента устройства для отбора ориентированного керна (рисунок 9).

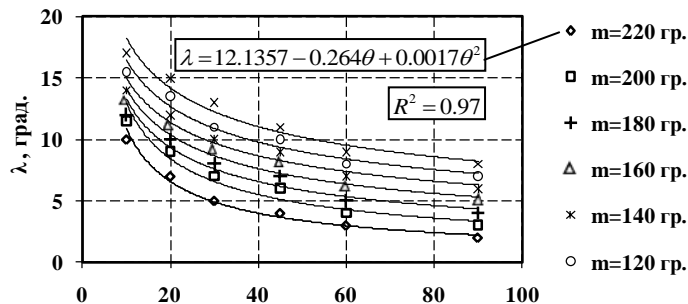


**Рисунок 9 – Модель гравитационного элемента керноориентатора:**

1 – груз; 2 – внутренняя труба; 3 – наружная труба; 4, 5, 10, 11 – втулка; 6, 12 – кольцо; 7 – опора; 8 – шкив; 10 – крышка; 13 – шкала; 14 – стрелка; 15, 16 – подшипник; 17, 19, 20 – винт

На рисунке 10 представлен график зависимостей погрешности

измеряемого угла ориентации керна от зенитного угла скважины при изменяемых параметрах эксперимента. Было установлено, что надежное применение устройства соответствует диапазону зенитных углов скважины  $\theta = 15-90$  град.



Зенитный угол скважины, град.

Рисунок 10 – Зависимость погрешности измеряемых углов отбора керна  $\lambda$  от зенитного угла скважины при частоте вращения наружной трубы  $n = 150$  об/мин

Для более наглядного представления влияния частоты вращения ПРИ и массы груза-отвеса на точность отбора керна были определены следующие кривые (рисунок 11). С ростом массы груза-отвеса гравитационного элемента кернаориентатора и уменьшением частоты вращения ПРИ точность отбора керна увеличивается.

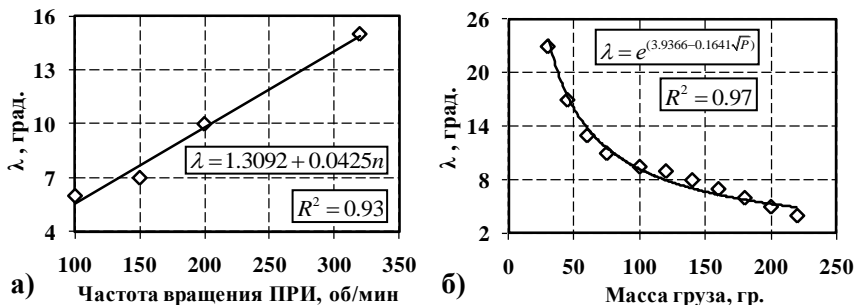


Рисунок 11 – Зависимость погрешности измеряемых углов отбора керна  $\lambda$  от: а) частоты вращения ПРИ при массе груза отвеса  $m = 75$  гр., зенитном угле  $\alpha = 90$  град.; б) массы груза отвеса при частоте вращения наружной трубы  $n = 200$  об/мин, зенитном угле  $\alpha = 90$  град.

Для оценки дальнейшей поправки на точность отбора ориентированного керна и достоверной его интерпретации по результатам экспериментальных исследований было выведено уравнение многофакторной регрессии:

$$\lambda = 14.9471 + 0.06n - 0.0554m - 0.1291\theta, \quad (10)$$



где  $\lambda$  – погрешность угла ориентации керна, град.,  $\theta$  – зенитный угол скважины, град.;  $m$  – масса груза-отвеса гравитационного элемента устройства для отбора ориентированного керна, гр.,  $n$  – частота вращения ПРИ, об/мин. Коэффициент корреляции при этом составил  $R^2 = 0.81$ .

Разработана методика интерпретации ориентированного керна после его извлечения из керноориентатора (рисунок 12).

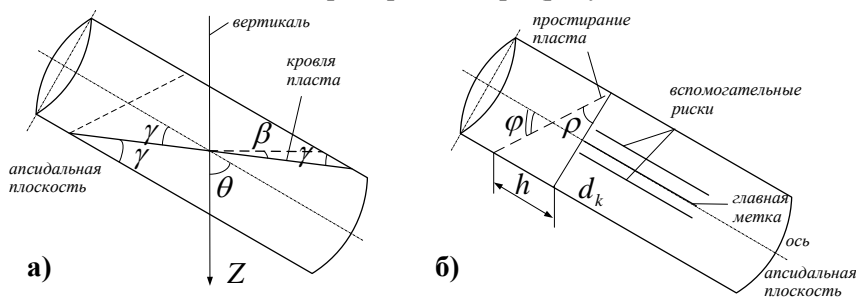


Рисунок 12 – Схема интерпретации керна:  
а) вид керна сбоку; б) вид керна сверху

Исходя из рисунка 12-а, угол падения  $\beta$  кровли нефтяного пласта определяется из зависимости:

$$\beta = 90 - \gamma - \theta, \quad (11)$$

где  $\gamma$  – угол встречи (угол вскрытия) пласта, град.;  $\theta$  – зенитный угол скважины, град.

Из рисунка 12-б и с учетом того, что при ориентации керна нанесённая метка имеет погрешность, а у скважины есть определённое значение азимутального угла, истинное значение угла простираения нефтяного пласта  $\eta$  равно:

$$\eta = 90 - \arctg\left(\frac{h}{d_k}\right) - \lambda + \alpha, \quad (12)$$

где  $\alpha$  – азимутальный угол скважины, град.;  $\lambda$  – погрешность угла ориентации керна, град.;  $h$  – линейное расстояние (см. рисунок 12-б), м;  $d_k$  – диаметр керна, м.

**В пятой главе** приводится разработанный алгоритм расчёта экономической эффективности строительства МЗС и БС с 1 по 6 уровень сложности заканчивания скважины (по классификации ТАМЛ), обеспечивающий возможность проведения оценки эффективности бурения скважин на стадии их проектирования и выполнять в случае необходимости корректировку проекта буровых работ (рисунок 13). Для выполнения поставленной задачи

разработана программа прогноза экономической эффективности строительства МЗС в Visual Studio 2008 на языке программирования С#.

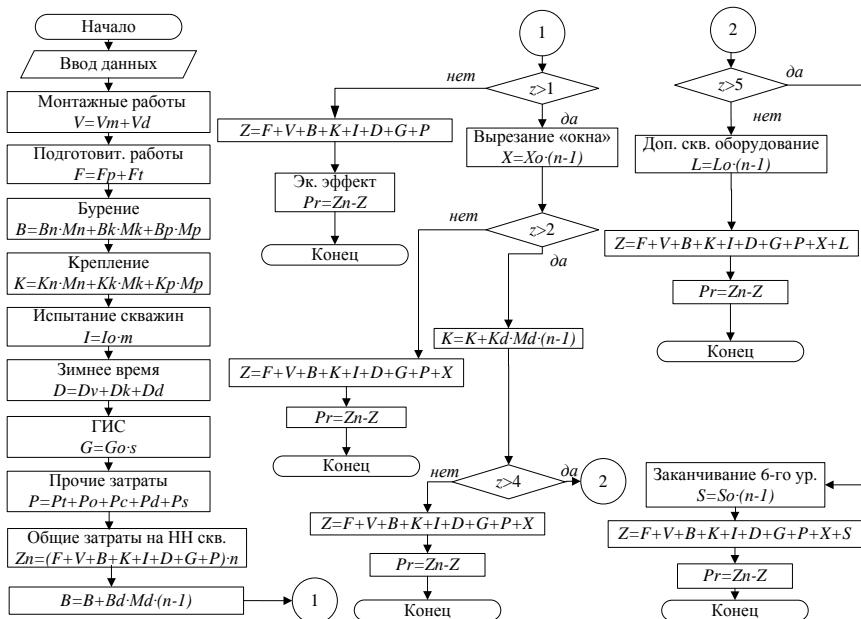


Рисунок 13 – Алгоритм расчёта экономической эффективности МЗС:

$n$  – количество стволов скважины;  $z$  – уровень сложности скважины;  $F$  – затраты на подготовительные работы к строительству скважины;  $F_p$  – затраты на подготовку площадки, сооружение подъездных путей, трубопроводов и т.д.;  $F_t$  – демонтаж трубопроводов, ЛЭП и т.д.;  $V$  – затраты на вышко-монтажные работы;  $V_m$  – затраты на строительство и монтаж;  $V_d$  – затраты на разборку и демонтаж;  $X$  – общие затраты на вырезание окна;  $X_o$  – затраты на вырезание одного окна;  $B$  – затраты на бурение;  $B_n, B_k, B_p, B_d$  – затраты 1 м бурения под направление, кондуктор, эксплуатационную колонну и на дополнительное бурение;  $M_n, M_k, M_p, M_d$  – количество метров под направление, кондуктор, эксплуатационную колонну и под дополнительное бурение;  $K$  – затраты на крепление;  $K_n, K_k, K_p, K_d$  – затраты 1 м крепления под направление, кондуктор, эксплуатационную колонну и дополнительный ствол;  $I$  – общие затраты на испытания скважин на продуктивность;  $I_o$  – затраты на испытания скважин на продуктивность;  $m$  – количество испытаний;  $D$  – дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время;  $G$  – общие затраты на ГИС;  $s$  – количество проведённых ГИС;  $P$  – прочие работы и затраты;  $P_t$  – топографо-геодезические работы;  $P_o$  – затраты на осложнения;  $P_c$  – затраты на работы партии свабирования;  $P_d$  – дополнительные затраты;  $P_s$  – затраты на услуги сопровождения;  $L$  – затраты на внутрискважинное оборудование 5-го уровня; затраты на заканчивание скважины 6-го уровня сложности;  $L_o$  – затраты на внутрискважинное оборудование 5-го уровня двухствольной скважины;  $S$  – затраты на заканчивание скважины 6-го уровня сложности;  $S_o$  – затраты на заканчивание скважины 6-го уровня двухствольной скважины;  $Z_n$  – общие затраты на наклонно направленные скважины;  $Z$  – общие затраты на МЗС;  $Pr$  – прибыль.

### **Основные выводы и рекомендации:**

1. Проведённый анализ современных технических средств и технологий, применяемых для бурения дополнительных стволов многозабойных и боковых стволов из старого фонда скважин, показывает, что они характеризуются недостаточной работоспособностью, эффективностью, а также высокой ценой.

2. Разработаны технология и отклонитель ОУПК-1 в составе КНБК, которые обеспечивают: плавный и регулируемый набор кривизны в проектом диапазоне; стабильную интенсивность искривления по дуге окружности; сохранение заданного азимутального направления; прямолинейность формы КНБК при СПО. Установлено, что с ростом значений раскрепляющей нагрузки, модуля упругости горной породы, коэффициента трения в контактной паре «сталь-порода» и угла соприкосновения корпуса отклонителя со стенкой скважины момент сопротивления вращению КНБК с ОУПК-1 увеличиваются. При анализе КНБК на дестабилизирующие факторы выявлены характерные особенности: максимальный темп изменения отклоняющей силы получен для КНБК, имеющих больший угол перекоса, износ ОЦЭ и увеличение диаметра скважины влияют на работу КНБК в сторону увеличения отклоняющей силы на долоте, а уменьшение диаметра скважины, в том числе из-за увеличения толщины слоя шлама, снижает отклоняющую силу.

3. Установлены зависимости максимальных проектных смещений горизонтальных скважин при бурении под собственным весом бурильной колонны от вида и параметров их профилей, а также коэффициентов трения между колонной труб и стенкой скважины.

4. Разработана технология отбора ориентированного керна. Исследованиями на экспериментальном стенде установлено, что высокая точность ориентации керна достигается при зенитных углах  $\theta = 15-90$  град. Анализ экспериментальных исследований показал, что с ростом массы груза-отвеса гравитационного элемента керноориентатора, зенитного угла скважины и уменьшением частоты вращения породоразрушающего инструмента точность отбора керна увеличивается. Разработан метод интерпретации ориентированного керна: угол падения следует определять по углу встречи кровли нефтяного пласта и зенитному углу скважины, а значение угла простираения пласта – по диаметру керна,

погрешности угла ориентации керна и фактическому азимутальному углу скважины.

5. Разработаны алгоритм и программа экономической эффективности строительства МЗС и БС, обеспечивающие возможность производить оценку рациональности бурения таких скважин в сравнении с одноствольными.

**Содержание диссертации отражено в 21 печатной работе, основные из которых следующие:**

1. Зарипов Р.Р. Исследование работы устройства для отбора ориентированного керна / Р.Р. Зарипов, Ю.Т. Морозов, А.С. Миннибаева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 2. – С. 10–12.

2. Морозов Ю.Т. Устройство для отбора ориентированного керна / Ю.Т. Морозов, Р.Р. Зарипов // Каротажник. – 2011. – № 6. – С. 79–85.

3. Зарипов Р.Р. Совершенствование технологии бурения наклонных и горизонтальных скважин с отклонителем ОУПК-1 / Р.Р. Зарипов, Ю.Т. Морозов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – № 4. – С. 22–27.

4. Зарипов Р.Р. Устройство для искривления скважин при бурении наклонных и горизонтальных скважин / Р.Р. Зарипов, Ю.Т. Морозов // Нефтесервис. – 2011. – № 2. – С. 54–55.

5. Морозов Ю.Т. Новое устройство для искривления скважин / Ю.Т. Морозов, Р.Р. Зарипов // Инженер-нефтяник. – 2011. – № 1. – С. 27–28.

6. Зарипов Р.Р. Совершенствование системы «Наклонно-направленное бурение» // V Международная научно-практическая конференция «Бурение скважин в осложнённых условиях». – Донецк: ДонНТУ, 2011. – С. 175–180.

7. Морозов Ю.Т. Аналитические зависимости интенсивностей искривления скважин от различных длин плеч отклоняющей КНБК / Ю.Т. Морозов, Р.Р. Зарипов // Инженер-нефтяник. – 2010. – № 4. – С. 32–35.

8. Зарипов Р.Р. Experimental research of new equipment for drilling rat holes in multilateral wells / Р.Р. Зарипов, Ю.Т. Морозов // Сб. трудов межд. научно-практической конференции “Innovations in Mineral Industry – Geology, Mining, Metallurgy and Management”. – Фрайберг (Германия): Фрайбергская горная академия, 2010. – С. 295–299.