

**На правах рукописи**

**ПАНОВ КОНСТАНТИН ЕВГЕНЬЕВИЧ**

**РАЗРАБОТКА И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ  
СРЕДСТВ И ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ БУРЕНИЯ НАКЛОННО  
НАПРАВЛЕННЫХ, ПОЛОГИХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН**

**Специальность 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин**

**Автореферат диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук**

**Тюмень - 2006**

Работа выполнена в научно-исследовательском и проектном институте технологий строительства скважин (НИПИ ТСС) при Государственном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет» (ТюмГНГУ) и Центре горизонтального бурения ООО «Бургаз»

- Научный руководитель - кандидат технических наук  
**Шенбергер Владимир Михайлович**
- Официальные оппоненты: - доктор технических наук, профессор  
**Бастриков Сергей Николаевич**  
- кандидат технических наук  
**Киреев Анатолий Михайлович**
- Ведущая организация - Общество с ограниченной ответственностью  
«Тюменский научно-исследовательский и проектный институт природного газа и газовых технологий»  
(ООО «ТюменНИИгипрогаз»)

Защита состоится 14 апреля 2006 года в 11.00 часов на заседании диссертационного совета Д 212.273.01 при ТюмГНГУ по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, 38.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотечно-информационном центре ТюмГНГУ по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 72, каб. 32.

Автореферат разослан 14 марта 2006 г.

**Ученый секретарь**  
диссертационного совета,  
д-р техн. наук, профессор



**В.П. Овчинников**

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность проблемы.** Разработка нефтяных и газовых месторождений в Российской Федерации с использованием пологих (ПС), горизонтальных (ГС) и разветвленно-горизонтальных скважин (РГС) – одно из приоритетных направлений по вовлечению в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти и газа из неоднородных низко проницаемых пластов, освоение которых наклонно направленными скважинами затруднена из-за интенсивного подтягивания конуса воды и прорыва газа из газовой шапки.

Программа бурения горизонтальных скважин реализуется для решения следующих основных задач: вовлечение в разработку большой сырьевой базы, представленной маломощными продуктивными пластами (3-15) м с низкой и неравномерной проницаемостью; повышение продуктивности скважины за счет увеличения площади дренирования и фильтрации; снижение интенсивности обводнения скважин за счет уменьшения конусообразования при эксплуатации объектов с подошвенной водой и газом в кровельной части пласта; восстановление продуктивности месторождений и степени извлечения углеводородов за счет внедрения эффективных методов воздействия на пластовые флюиды; повышение качества первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов, снижение стоимости строительства ГС за счет совершенствования профилей и технических средств для их реализации.

Решение этих задач связано с совершенствованием техники и технологии бурения, разработкой и освоением рациональных профилей, компоновок низа бурильной колонны (КНБК) для их реализации, обеспечением доведения проектной осевой нагрузки на долото в процессе бурения участков ствола скважин с большими зенитными углами и горизонтальных их окончаний и др.

**Цель работы.** Повышение эффективности и качества строительства наклонно направленных, пологих и ГС путем оптимизации профиля про-

странственного типа, разработки неориентируемых КНБК для его реализации и устройств для снижения сил трения и оптимизации нагрузки на долото.

### **Основные задачи исследований**

1 Обобщение и анализ опыта строительства наклонно направленных и горизонтальных скважин в нефтегазодобывающих регионах с различными геолого-физическими условиями бурения.

2 Обоснование критериев оптимизации и совершенствование методики расчета пространственного профиля наклонно направленных и горизонтальных скважин с безориентируемым участком увеличения зенитного угла.

3 Анализ работы неориентируемых КНБК при бурении наклонно направленных и ГС и разработка требований к их геометрическим параметрам для управления траекторий ствола.

4 Анализ существующих методик расчета КНБК, их корректировка (адаптация) к условиям Западной Сибири.

5 Исследование и разработка технических решений повышения эффективности передачи нагрузки на долото при бурении горизонтального участка (ГУ) ствола скважины.

6 Техничко-экономическая оценка полученных результатов, опытно-промышленное внедрение и разработка нормативной документации.

### **Научная новизна выполненной работы**

1 Впервые для анализа промысловых данных использованы методы непараметрической статистики, с помощью которых доказана неработоспособность центраторов в типовых КНБК, а также выявлено наличие «родственных» месторождений со статистически однородными показателями работы компоновок.

2 Разработана математическая модель расчета профиля пространственного типа наклонно направленных и ГС с безориентируемым участком набора зенитного угла при условии минимизации начального зенитного угла, регламентации величины угла входа в продуктивный пласт и необходимости

изменения азимутального направления горизонтального участка ствола скважины в пространстве от направляющей его части до  $90^\circ$  и более.

3 Теоретически установлены и экспериментально подтверждены условия, необходимые для эффективного использования калибраторов в качестве опорно-центрирующих элементов.

4 Обосновано применение метода начальных параметров для расчета КНБК с нетрадиционной системой координат - с началом в точке контакта забойного двигателя со стенкой скважины.

5 Разработаны требования к геометрическим параметрам КНБК и методика их расчета для безориентированного управления траекторией ствола наклонно направленных и ГС месторождений Западной Сибири.

**Практическая ценность и реализация.** В работе приведены критерии оптимизации и математическая модель расчета профиля пространственного типа ГС с безориентированным участком набора зенитного угла, которые позволяют с использованием существующих программных средств реализовать профиль ГС как на стадии проектирования, так и в процессе строительства скважин в ООО «Бургаз» и ОАО «Сургутнефтегаз».

Разработанные требования к геометрическим параметрам многоцентраторных КНБК, технические условия на их изготовление, а также генератор гидроимпульсных продольно-поступательных колебаний бурильной колонны успешно применяются при бурении наклонно направленных и ГС в ООО «Бургаз» и ОАО «Пурнефтегаз», при этом получено увеличение механической скорости бурения на 17 %.

Методика оперативного расчета неориентируемых КНБК используется инженерами-технологами буровых бригад в их практической работе.

#### **Апробация результатов исследований**

Основные положения диссертации доложены на: областной научно-технической конференции "Современные технологии и технические средства, повышающие технико-экономические показатели строительства нефтегазоразведочных скважин" (Тюмень, НТО "Горное", 1989); 11 Всесоюзной на-

учно-технической конференции "Нефть и газ Западной Сибири" (Тюмень, 1989); научно-технической конференции "Комплексирование геолого-геофизических методов исследования при локальном прогнозе и разведке залежей нефти и газа в Западной Сибири" (Тюмень, 1993); научно-практической школе-семинаре "Состояние и пути развития методов, техники и технологии контроля за испытанием нефтегазовых скважин" (Тверь, 1993); Межгосударственной научно-технической конференции, посвященной 30-ти летию ТИИ "Нефть и газ Западной Сибири. Проблемы добычи и транспортировки нефти и газа" (Тюмень, 1993); научно-практической конференции посвященной 50-летию ООН "Комплексное освоение нефтегазовых месторождений юга Западной Сибири" (Тюмень, 1995); НТС ОАО "Газпром" "Совершенствование технологии заканчивания скважин" (Ставрополь, 1998); Ученом Совете института ТюменНИИгипрогаз (Тюмень, 1999); региональном геолого-техническом совещании "Интенсификация притоков углеводородов из поисково-разведочных скважин" (Тюмень, 2000); НТС ОАО "Газпром" "Результаты и пути повышения эффективности использования передовых технологий при строительстве скважин" (Ставрополь, 2002); Совещании по испытанию (заканчиванию) скважин на территории деятельности организаций ОАО "Газпром" (Новый Уренгой, 2002), Ученом Совете института ТюменНИИгипрогаз (Тюмень, 2003); региональной научно-практической конференции, посвященной 5-летию Института Нефти и Газа «Новые технологии для ТЭК Западной Сибири (Тюмень, 2005).

**Публикации.** Основное содержание диссертационной работы опубликовано в 15 печатных работах, в том числе статей - 15.

**Структура и объем работы.** Диссертационная работа состоит из введения, четырех разделов, основных выводов и рекомендаций, списка использованных источников (86 наименований). Изложена на 112 страницах машинописного текста, содержит 39 рисунков, 7 таблиц.

## СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** обоснована актуальность темы диссертации, определены цели и задачи исследований, сформированы научная новизна и практическая ценность, даны общая характеристика и назначение работы.

**В первом разделе** проведен анализ состояния вопроса на основе исследований проектирования технологических схем разработки месторождений горизонтальными скважинами, а также бурения и эксплуатации ГС в Западной Сибири.

Практика бурения наклонно направленных, горизонтальных и многоствольных скважин с кустовых площадок показывает, необходимость проектирования профилей пространственного типа. Профили такого типа на эксплуатируемых месторождениях при разбуривании их по вторичной сетке разработки имеют особо сложную конфигурацию.

Вертикальные и горизонтальные проекции скважин, характерные для многих месторождений, включают: участки отклонения от вертикали в заданном направлении, значительный по длине интервал стабилизации ствола и выход на проектное азимутальное направление горизонтального участка. Пространственное искривление участков профиля при входе в продуктивный пласт характеризуется изменением первоначального азимута и может достигать 90 и более градусов.

Большинство ГС имеют следующую конструкцию: кондуктор диаметром 245 мм спускается на глубину 750 м, цементируется до устья; эксплуатационная колонна 146 мм с фильтровой частью (фильтры типа ФГС) в ГУ – до забоя. За период массового внедрения горизонтального бурения разработан и внедрен комплекс технико-технологических решений, направленных на повышение эффективности бурения ГС: оптимизация их конструкции и забоев; применение телеметрических систем контроля параметров траектории профиля с гидравлическим каналом связи MWD/LWD-650 компании Sperry Sun и бескабельного комплекса «Амак-обь»; заканчивание ГС открытым забоем с технологической оснасткой, включающей фильтры ФГС-146 и ман-

жетным цементированием эксплуатационной колонны выше фильтровой части; технологические приемы по очистке ствола скважины от шлама; биополимерные системы буровых растворов для вскрытия продуктивных пластов открытым забоем и др.

Перечисленные мероприятия позволили достигнуть следующих показателей строительства ГС: время строительства ГС в Среднем Приобье снижено с 34 суток в 1996 г. до 15,1 в 2004 г.; соотношение стоимости горизонтальных и наклонно направленных скважин составляет 1,3 в 2004 г. против 2,5 в 1996 г.; дебиты ГС в 2,3-2,4 выше дебитов наклонно направленных скважин.

Вместе с тем анализ показал и необходимость совершенствования профилей, технологии строительства по следующим направлениям: уменьшение глубины вертикального участка; минимизация начального зенитного угла искривления ствола до величин  $\alpha = 14-16^\circ$ ; ограничение пространственной интенсивности искривления ствола скважины в интервалах работы глубинно-насосного оборудования до значения  $\beta = 0,25^\circ/10 \text{ м}$ ; приближение глубины установки глубинных насосов к кровле продуктивных пластов и увеличение их рабочих диаметров в нефтяных скважинах; обеспечение максимального значения (до  $83^\circ$ ) величины угла входа в продуктивный пласт; изменение направления горизонтального ствола от начального азимута на  $90^\circ$  и более; создание оптимальных КНБК для безориентируемого бурения участков пространственного профиля.

Для достижения установленных требований необходимо:

- корректирование методики проектирования профилей ГС пространственного типа, обеспечивающей учет технико-технологических и геологических ограничений и позволяющей рассчитать оптимальный вариант пространственного профиля с учетом безориентированного набора кривизны;

- оценить влияние геометрических параметров КНБК на участках безориентированного набора, стабилизации и уменьшения зенитного угла и разработать методику ее расчета;

- повышение эффективности передачи нагрузки на долото в ГС путем использования гидравлических ультразвуковых колебаний для снижения коэффициента трения о стенки скважины и увеличения скорости перемещения бурильной колонны (БК) относительно стенок скважины по сравнению со скоростью подачи долота.

**Во втором разделе** проведен анализ проектирования траекторий ГС и предлагается вариант математического моделирования интервала безориентированного набора кривизны ствола скважины.

Вопросам проектирования траекторий наклонно направленных и горизонтальных скважин посвящены работы Александрова М.М., Бастрикова С.Н., Бронзова А.С., Белоруссова В.О., Беляева В.М., Буслаева В.Ф., Васильева Ю.С., Григоряна А.М., Григоряна Н.А., Гулизаде М.П., Ишемгужина Е.И., Калинина А.Г., Кагарманова Н.Ф., Кейн С.А., Оганова С.А., Оганова А.С., Повалихина А.С., Прохоренко В.В., Солодкого К.М., Султанова Б.З., Сушона Л.Я., Сулакшина С.С., Шенбергера В.М. и другие. Этим вопросам посвящены труды и ряда зарубежных ученых.

В последнее время, используют безориентированный способ бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин, заключающийся в том, что после искривления участка ствола на некоторый зенитный угол, дальнейшее приращение зенитного угла реализуется специальными безориентированными компоновками низа бурильной колонны.

Анализ промысловых данных показал, что интервал безориентированного набора характеризуется кривой, имеющей экспоненциальную зависимость (рисунок 1), которая принимает вид

$$\rho = \rho_0 e^{k\varphi}, \quad (1)$$

где  $\rho$  - конечный полярный радиус, проходящий через точку  $B$  (конец интервала), м;

$\rho_0$  - начальный полярный радиус, проходящий через точку  $A$  (начало интервала), м;

$\varphi$  - угол между полярными радиусами  $\rho$  и  $\rho_0$ , величина его определяется

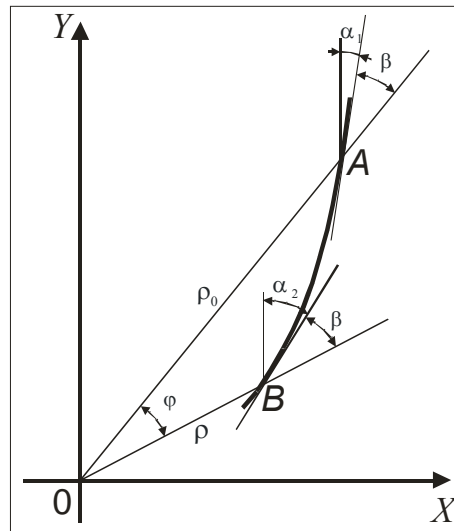


Рисунок 1 - Основные параметры используемые в модели

выражением, град;

$e$  – основание натурального логарифма,  $e$  – постоянная величина.

$$\varphi = |\alpha_2 - \alpha_1|. \quad (2)$$

Зенитный угол на участке безориентированного набора увеличивается на  $\Delta\alpha$  при среднем увеличении приращения угла на величину  $\delta$  на каждые 100 м.

$$\Delta\alpha = \frac{L}{100} \left[ i + \frac{\delta}{2} \left( \frac{L}{100} - 1 \right) \right], \quad (3)$$

где  $i$  - приращение угла на первые 100 м интервала безориентированного набора;

$L$  - длина интервала безориентированного набора, м.

Тогда зенитный угол в конце интервала

$$\alpha_2 = \alpha_1 + \Delta\alpha = \alpha_1 + \frac{L}{100} \left[ i + \frac{\delta}{2} \left( \frac{L}{100} - 1 \right) \right], \quad (4)$$

где  $\alpha_1$  - зенитный угол в начале интервала безориентированного набора, град.

Вертикальные и горизонтальные проекции интервала определяются по формулам

$$x = \rho_0 \cos(\alpha_1 + \beta) - \rho \cos(\alpha_2 + \beta), \quad (5)$$

$$y = \rho_0 \sin(\alpha_1 + \beta) - \rho \sin(\alpha_2 + \beta), \quad (6)$$

где

$$\beta = \text{arcctg}k \quad (7)$$

$k$  - показатель степени в уравнении.

Радиус кривизны в начале интервала (точка А) рассчитывается по формуле

$$r = \rho_0 \sqrt{1 + k^2}. \quad (8)$$

Отсюда

$$\rho_0 = r \cdot \beta. \quad (9)$$

Величина  $r$  может быть определена из выражения

$$r = \frac{57,3}{\varepsilon/l}, \quad (10)$$

где  $l$  – длина интервала на котором происходит приращение  $\varepsilon$ .

Длина интервала безориентированного набора  $L$  находится по формуле

$$L = \frac{\rho_0 - \rho}{\cos \beta}. \quad (11)$$

Заменим  $\rho$  и  $\beta$  соответственно их значениями (9), (1) и (7), получим

$$L = \frac{r}{k} \left| 1 - e^{k|\alpha_2 - \alpha_1|} \right|. \quad (12)$$

Из уравнения (4) определяем длину интервала, при которой зенитный угол достигает  $90^\circ$

$$L_1 = 100 \left[ -\frac{2i - \delta}{2\delta} + \sqrt{\left( \frac{2i - \delta}{2\delta} \right)^2 - \frac{2(\alpha_1 - 90)}{\delta}} \right]. \quad (13)$$

Из уравнения (12) при  $\alpha_2 = 90^\circ$  находится  $k$ , а следовательно и  $\beta$ .

Представленная математическая модель позволяет наиболее точно описать интервал безориентированного набора кривизны и приблизить фактический профиль ствола скважины к проектному, а так же может быть интегрирована в стандартные расчеты профилей наклонно направленных и горизонтальных скважин.

Таким образом, оптимальный профиль пространственного типа должен обеспечить безаварийную и качественную проводку ГС, быть экономически целесообразным, реализуемым существующими КНБК и способствовать соблюдению комплекса ограничений, накладываемых условиями разбуривания и эффективной эксплуатацией скважин.

Алгоритм расчета профиля пространственного с участком безориентируемого набора зенитного угла представлен на рисунке 2.

**Третий раздел** посвящен разработке неориентируемых КНБК для стабилизации или малоинтенсивного увеличения (уменьшения) зенитного угла скважины.

Многолетняя практика бурения наклонно направленных и ГС на месторождениях Западной Сибири в основном по 4-м и 5-и интервальному профилю, имеющему в своем составе тангенциальный участок большой протяженности (до 1200 м и более) показала низкую эффективность КНБК при реализации проектных решений, что обусловлено в первую очередь неправильным выбором их конструкции и геометрических параметров, а также несоответствием применяемых КНБК геолого-техническим условиям бурения. Применяемые повсеместно для бурения тангенциального участка одноцентровая КНБК в составе: долото 215,9 мм, наддолотный калибратор К215,9 (КП, КС) – полноразмерный или неполноразмерный; забойный двигатель (ЗД) с центратором РСТК диаметром 210-214 мм на ниппеле шпинделя; УБТ 178х90-12 (25) м, бурильные трубы ТБПВ (ТБВП) 127х9 и ЛБТ 147х11, не позволяет решить проблему стабилизации в пределах допустимых значений ( $0,25^0/10$  м) параметров кривизны ствола на участках работы глубиннонасосного оборудования при эксплуатации скважин.

Расчетной схемой КНБК с центраторами является неразрезная многопролетная балка, нагруженная распределенной поперечной нагрузкой. Влияние нагрузки на долото в этом случае можно не учитывать.

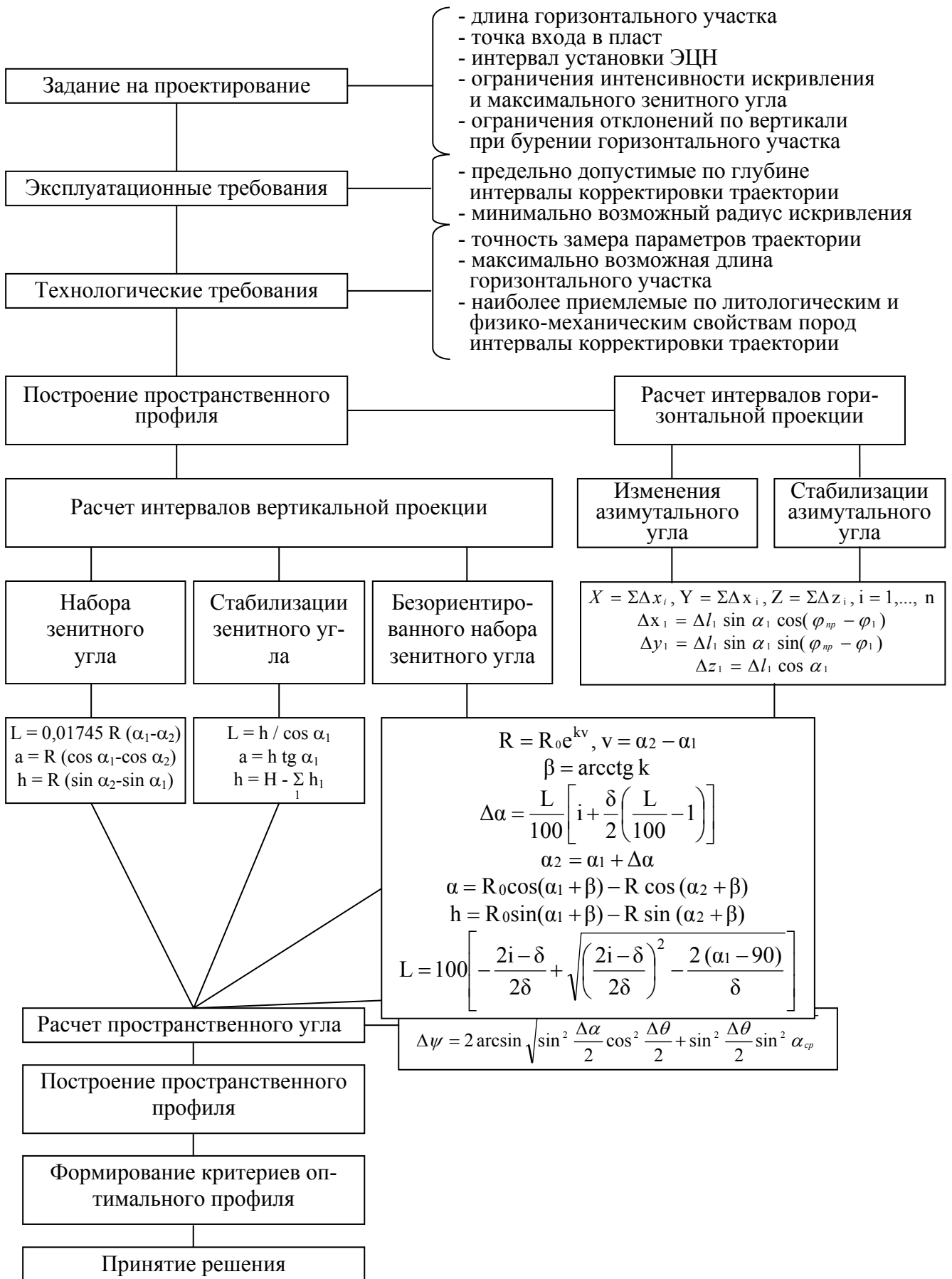


Рисунок 2 – Алгоритм расчета профиля пространственного типа с участком безориентированного набора зенитного узла

Особенности задачи: разновысотность опор (калибратор, центратор) и неизвестная длина участка между верхним центратором и точкой контакта забойного двигателя со стенкой скважины. Специалистами признан метод расчета с использованием «уравнений трёх моментов» для раскрытия статической неопределенности системы (Оганов С.А., Сушон Л.Я. и др.). В выражения углов поворота на опорах вносятся значения углов несоосности участков КНБК. Такое решение впервые описано в трудах С.П. Тимошенко. Представляется более корректным задание граничных условий (ГУ) в естественном виде, т.е. известными величинами прогибов КНБК в местах расположения опор. Для реализации таких ГУ разработана методика расчета на основе использования метода начальных параметров (МНП), основанного на интегрировании дифференциального уравнения упругой линии. Для исключения постоянных интегрирования принята расчетная схема с нетрадиционным расположением системы координат с началом в точке контакта ЗД со стенкой скважины, положение которой заранее неизвестно (рисунок 3).

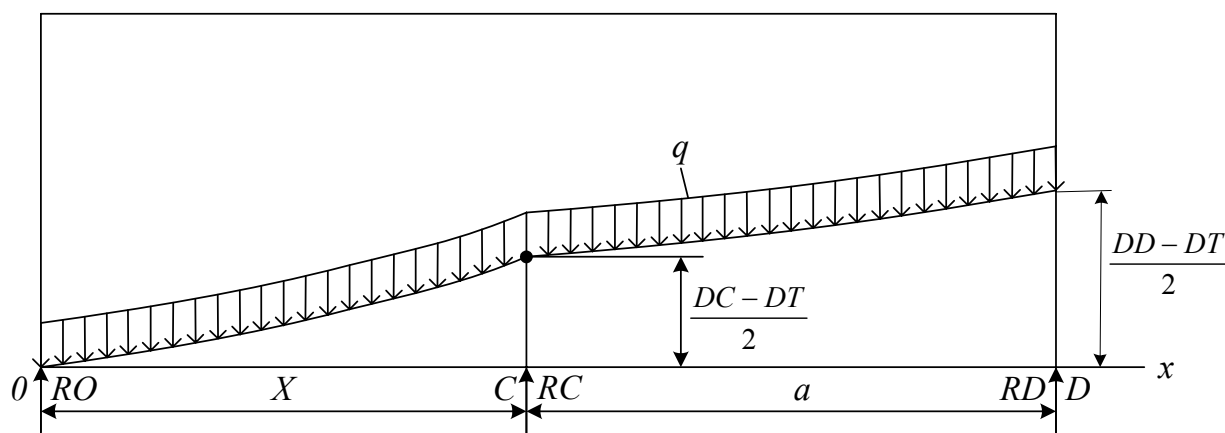


Рисунок 3 - Расчетная схема к методу начальных параметров

Система уравнений МНП не позволяет раскрыть статическую неопределенность, поэтому она дополнена уравнениями моментов относительно точек на долоте ( $D$ ) и контакте ЗД со стенкой скважины ( $O$ ). Полученная таким образом система уравнений для КНБК с одним опорно-центрирующим элементом (ОЦЭ) имеет вид

$$EI (DC - DT) / 2 = R0 x^3 / 6 - q x^4 / 24. \quad (14)$$

$$EI(DD - DT) / 2 = R_0(x + \alpha)^3 / 6 + RC \alpha^3 / 6 - q(x + \alpha)^4 / 24. \quad (15)$$

$$R_0(x + \alpha) + RC \alpha = q(x + \alpha)^2 / 2. \quad (16)$$

$$RD(\alpha + x) + RC x = q(\alpha + x)^2 / 2. \quad (17)$$

Уравнения (14, 15) прогибов по МНП, записаны относительно точек С и D, а (16, 17) – это уравнения моментов относительно точек О и D. Результатом решения являются величины RD, RC, R0, X. Зная R0, можно вычислить прогиб в любой точке КНБК, подставив в уравнения (14,15) нужную координату. При параметрах КНБК, принятых в расчетах, оба метода дали одинаковые результаты, что говорит об их достоверности. Такое дублирование применено ко всем представленным в настоящем исследовании результатам расчетов КНБК.

Полученные зависимости показывают, что отклоняющая сила на долоте при диаметре калибратора, близком к полноразмерному, с приближением его к долоту приобретает нереально высокие значения, и решение становится неустойчивым (рисунок 4).

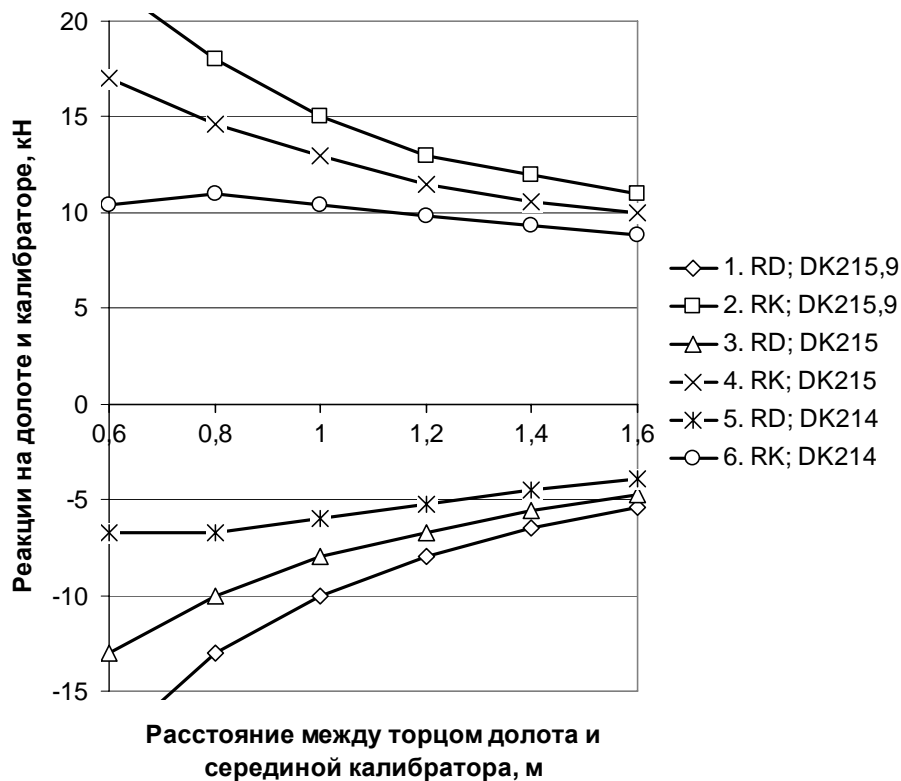


Рисунок 4 - Реакции на долоте и калибраторе

Выявлена взаимосвязь между устойчивостью решения и стабильностью работы КНБК. По инклинометрическим данным скважин на месторождениях Уренгойской группы из 19 рейсов с калибраторами при  $DK > 214$  мм только в двух получено увеличение зенитного угла, причем в 9 рейсах между долотом и калибратором был установлен переводник длиной до 0,3 м.

Состояние взаимодействия долота с верхней стенкой скважины при близком расположении калибратора, уменьшающем длину нижнего плеча компоновки, и при большой отклоняющей силе (рисунок 4), является кратковременным и неустойчивым; достаточно незначительной разработки верхней стенки скважины для исчезновения реакции с её стороны и перехода работы долота совместно с калибратором в режим разбуривания нижней стенки скважины или какой-то промежуточный. Соотношение фаз работы КНБК зависит от многочисленных факторов, а следствием является нестабильность работы компоновки, подтверждаемая промысловыми данными.

Включение в КНБК переводника длиной 0,5 м, несмотря на уменьшение расчетных значений  $RD$ , обеспечивает стабильный рост зенитного угла с интенсивностью до 0,3 град/10 м, что объясняется увеличением нижнего плеча компоновки. При этом КНБК становится малочувствительной к её геометрическим параметрам.

На основе анализа промысловых данных и теоретических исследований разработаны рекомендации по применению КНБК, включающих калибратор в качестве опорно-центрирующего элемента.

Реализация участка стабилизации зенитного угла наклонных скважин в Западной Сибири осуществляется типовой компоновкой, включающей близкий к полноразмерному калибратор и центратор (так называемый РСТК), устанавливаемый на ниппеле шпинделя ЗД. Для установления причин нестабильной работы КНБК с РСТК выполнен анализ промысловых данных по скважинам Уренгойской группы месторождений, показавший, что работа указанной компоновки практически не отличается от работы КНБК с калибратором в качестве ОЦЭ (без центратора). Указанное подтвердили расчеты

КНБК с двумя ОЦЭ, одним из которых является калибратор. Величины реакций на долоте (RD), калибраторе (RK), и центраторе (RC) в зависимости от диаметров калибратора (DK) и центратора (DC) показаны на рисунке 5.

Каждому значению диаметра калибратора (DK) соответствует некоторое критическое значение диаметра калибратора ( $DK_{кр}$ ), превышение которого приводит к тому, что калибратор выключает из работы центратор, становясь опорно-центрирующим элементом (ОЦЭ). При уменьшении диаметра калибратора РСТК вступает в работу в качестве центратора, и теперь калибратор не оказывает никакого силового воздействия и только калибрует стенки скважины.

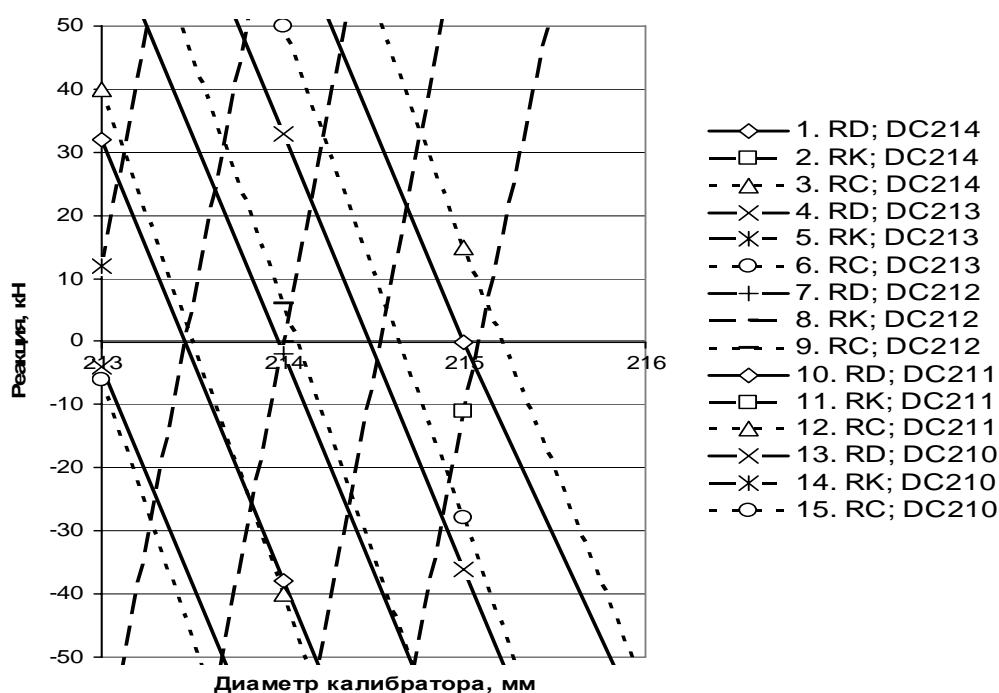


Рисунок 5 - Реакции на долоте и центраторах

Имеется незначительная зона между точками пересечения оси DK линиями RK, RC (реакции на калибраторе и центраторе), в которой одновременно работают калибратор и центратор, но при DK менее 214 мм она прак-

тически исчезает. Таким образом РСТК может работать в качестве центратора только при соблюдении условия

$$DK < DK_{кр} \quad (18)$$

Этому условию удовлетворяют соотношения между диаметрами центратора и калибратора, представленные в таблице 1.

Таблица 1 – Соотношения диаметров центратора и калибратора

Диаметр центратора DC, мм	210	211,0	212	213,0	214
Критический диаметр калибратора DK <sub>кр</sub> , мм	213	213,5	214	214,5	215

Из таблицы следует, что в типовых компоновках условие (10) на практике почти всегда нарушается и РСТК никакой роли не выполняет (точнее, эпизодически может иногда вступать в работу), а калибратор выполняет функцию центратора; при этом вследствие его близкого расположения к долоту работа компоновки крайне нестабильна, что приводит к повышенному износу калибраторов, опор долот и забойных двигателей, снижению показателей бурения. Теоретические расчеты дают в этом случае неустойчивые решения с нереально высокими значениями реакций, что также является признаком нестабильности работы данной компоновки. Кроме того, вследствие противоположного направления реакций на калибраторе и долоте неизбежно формирование овальной формы сечения скважины, что приводит к еще большему увеличению зазора между РСТК и стенкой скважины.

Результаты расчётов, представленные на рисунке 5, нужны лишь для определения значений  $DK_{кр}$ . В рассматриваемом случае представляет интерес только зона  $DK < DK_{кр}$ , т.е. когда калибратор выполняет своё прямое назначение – калибрует скважину, а центратор создаёт требуемую отклоняющую силу на долоте. Расчетная схема в этом случае – одноцентраторная компоновка (без калибратора).

Результаты расчетов компоновки с РСТК в качестве центратора представлены на рисунке 6. Отчетливо видно, что перемещение центратора к до-

лоту, например, в район расположения калибратора, приводит к неустойчивому решению с нереальными величинами реакций  $R_K$ ,  $R_C$ , что объясняет нестабильность результатов работы компоновки.

В зоне реального расположения РСТК (1,2 - 1,3) м зависимость  $R_K$ ,  $R_C$  от его местоположения почти исчезает, но влияние диаметра РСТК существенно. При удалении РСТК (например, с помощью переводника, устанавливаемого над калибратором) компоновка становится малочувствительной и к диаметру центратора. При этом на долоте имеется стабильная отклоняющая сила, способствующая малоинтенсивному росту зенитного угла, или его стабилизации, что уточняется на практике.

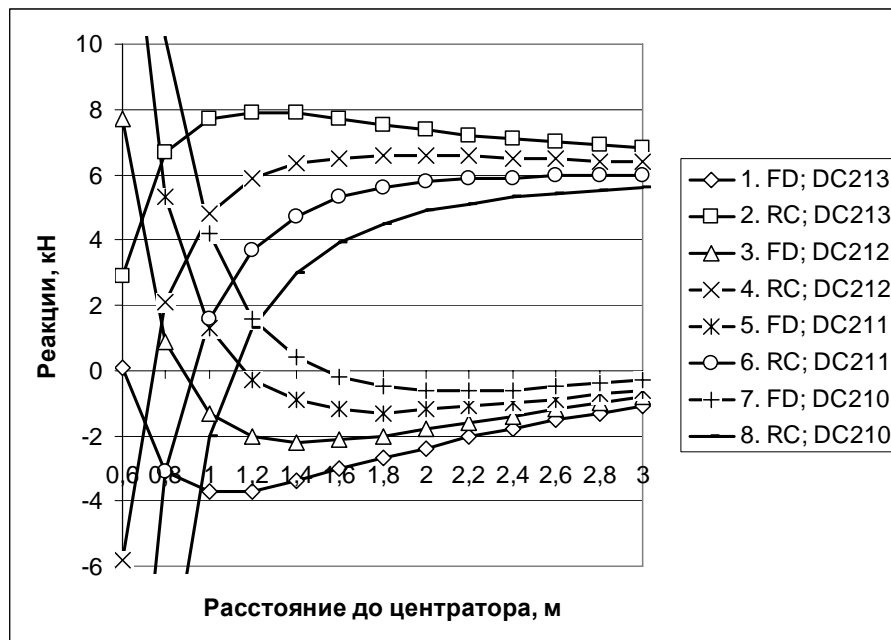


Рисунок 6 - Работа компоновки с РСТК при отсутствии влияния калибратора

На скв. 5257 при использовании калибратора КП-213 и РСТК-212 в интервале 1380 – 1600 м зенитный угол стабильно поддерживался в пределах  $30,5 - 30^\circ$ , а на скв. 5255 (калибратор КЛС-213) угол практически не изменялся и составил значение  $39^\circ$  в начале и конце интервала 1850 – 2000 м. Подобных результатов в рейсах с обычной компоновкой не наблюдалось.

Определение критического диаметра калибратора путём расчета двух-

центраторной КНБК учитывает форму изогнутой оси компоновки. Если этого не делать, условие (14) приобретает простой геометрический смысл (рисунок 7): габариты калибратора не должны выходить за линию ВС, соединяющую точку В калибрующего венца шарошки долота с ближайшей точкой опорной поверхности центратора.

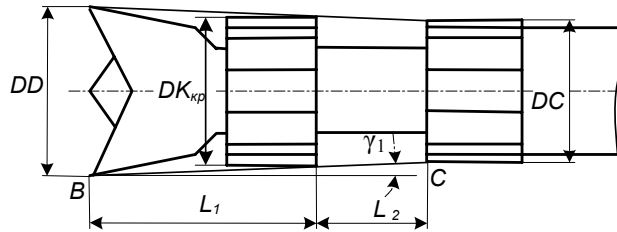


Рисунок 7 - Критический диаметр калибратора при отсутствии изгиба компоновки

Из схемы следует очевидная формула для определения  $DK_{кр}$

$$DK_{кр} = DC + \frac{L_2(DD - DC)}{L_1 + L_2}. \quad (19)$$

Удобство расчета критического диаметра калибратора по формуле (19) несомненно, а правомерность её применения зависит от соотношения углов  $\gamma_1$  и  $\gamma_2$  – угла поворота оси долота при искривлении оси компоновки. Угол  $\gamma_2$  по расчетам составляет примерно  $10^{-4}$  -  $10^{-5}$  рад, а угол  $\gamma_1$  на порядок больше, поэтому изгибом компоновки в рассматриваемом случае можно пренебречь.

Если принять  $L_1 = L_2$  при  $DC = 212$  мм, по формуле (19) получаем размер калибратора 214 мм. Расчет двухцентраторной КНБК, выполненный при  $L_1 = L_2 = 0,6$  м, также даёт  $DK_{кр} = 214$  мм (таблица 1). При уменьшении жёсткости участка между долотом и центратором может потребоваться проверка значимости угла  $\gamma_2$ .

При использовании предлагаемого принципа расчета компоновок может быть получен значительный экономический эффект за счёт повышения качества реализации проектных профилей скважин и показателей бурения, увеличения долговечности опор долот и забойных двигателей, уменьшения расхода и использования изношенных калибраторов.

**В четвертом разделе** исследован вопрос повышения эффективности передачи нагрузки на долото путем разработки устройства для снижения коэффициента трения бурильной колонны со стенкой скважины.

С ростом длины ГУ технико-экономические показатели бурения ГС снижаются из-за ухудшения очистки ствола от шлама, невозможности создания оптимальной нагрузки на долото и увеличения вероятности прихвата бурильного инструмента.

К основным известным методам снижения коэффициента трения и явлений адгезии относятся применение смазывающих добавок к буровым растворам, либо систем буровых растворов с улучшенными реологическими и триботехническими свойствами (биополимерные и др.), а также возбуждение колебаний бурильной колонны, непрерывное вращение бурильной колонны и КНБК с забойным двигателем (ротором), либо с использованием верхнего привода буровой установки.

Анализ результатов исследований условий работы колонны бурильных труб (КБТ), полученных М.М. Александровым, П.П. Балицким, М.П. Гулизде, Д.С. Иордановым, Е.И. Ишемгужиным, А.Е. Сарояном, Б.З. Султановым, Н.М. Шерстнёвым, Г.А. Панфиловым, Г.А. Кулябиным, Ю.А. Савиных и др. позволил установить, что основными направлениями снижения сил сопротивления движению колонны бурильных труб (БТ) в стволе ГС являются: уменьшение соотношения диаметров ствола скважины и бурильных труб; использование бурильных труб с высоким показателем жесткости на изгиб; снижение силы трения бурильной колонны о стенки скважины.

Применение первых двух направлений может привести к увеличению потерь давления в затрубном пространстве, ухудшению очистки ствола

скважины от шлама и росту осложнений и аварий с бурильной колонной, связанных с заклиниванием и прихватами БК.

В представленной работе разработана технология снижения сил трения с помощью продольно-поступательных ультрозвуковых колебаний в бурильных трубах, преобразованные из низкочастотного шума забойного двигателя, которая предусматривает: установку акустического преобразования шума над забойным двигателем (рисунок 8); преобразование шума забойного двигателя в ультразвук; создание воздействия ультразвука на процесс снижения трения бурильной колонны и КНБК о стенки скважин с последующим формированием эффективной нагрузки на долото согласно проекту.

На рисунке 8а изображена технологическая схема размещения четвертьволновых резонаторов в БК над забойным двигателем; на рисунке 8б схема, показывающая параллельную ориентацию ультрозвуковых продольных колебаний  $\xi$  в стенке бурильной трубы и движения БК со скоростью  $v$ ; на рисунке 8в – график сложения колебательной скорости  $\xi$  ультрозвуковых колебаний и скорости движения БК в скважине; на рисунке 8г показан график изменения сила трения  $F_T$  БК о стенки скважины при использовании данного явления.

Процесс снижения сопротивлений обусловленных силами трения в данном случае представляется следующим образом генерируется спектр звуковых колебаний 5 в промывочной жидкости забойного двигателя 2 (рисунок 8а). В акустических резонаторах 3, установленных на расстоянии 5 м над забойным двигателем 2 звуковые колебания 5 преобразуются в ультрозвуковые колебания 6 в промывочной жидкости 4 внутри БК 7 (рисунок 8б). Ультрозвуковые колебания из промывочной жидкости 4 передаются на стенку бурильной трубы 10. При этом возможна параллельная ориентация ультрозвуковых колебаний 8 со скоростью 9 движением бурильной колонны (рисунок 8б).

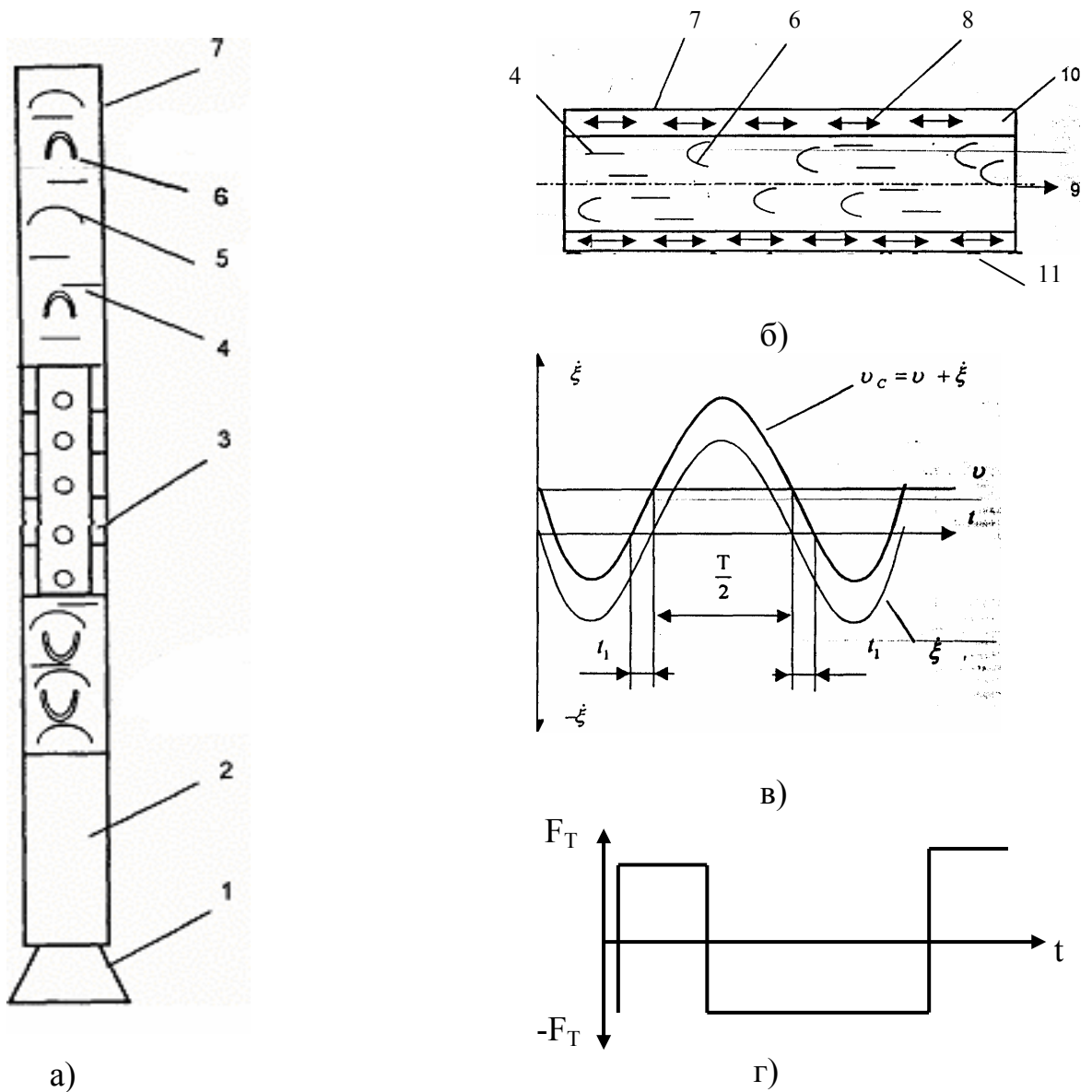


Рисунок 8 – Технологическая схема использования четвертьволновых резонаторов:

а) Схема конструкции четвертьволнового резонатора; б) Схема параллельной ориентации ультразвуковых продольных колебаний  $\xi$  в стенке буровой трубы и схема движения БК со скоростью,  $v$ ; в) График сложения колебательной скорости  $\xi$  ультразвуковых колебаний и скорости движения буровой колонны в скважине; г) График изменения силы трения  $F_T$  буровой колонны о стенки скважины при использовании данного явления:

1 – долото, 2 – забойный двигатель, генерирующий спектр звуковых колебаний, 3 – набор акустических резонаторов (например, четвертьволновых резонаторов), 4 – промывочная жидкость, 5 – звуковые колебания, генерируемые забойным двигателем, 6 – ультразвуковые колебания в промывочной жидкости, преобразованные из звуковых колебаний акустическими резонаторами, генерируемые забойным двигателем, 7 – буровая колонна, 8 – ультразвуковые колебания в продольном сечении буровой трубы, 9 – скорость движения буровой колонны, 10 – продольное сечение буровой трубы, 11 – горная порода

В результате происходит сложение колебательной скорости  $\xi$  ультра-

звуковых колебаний со скоростью  $v$  движения бурильной колонны в течение части периода равной  $\frac{1}{2} T - 2t$  и получают суммарную вибрацию, равную величине  $v_c = v + \xi$  (рисунок 8в). Сила трения  $F_T$  снижается до величины минус  $F_T$  (рисунок 8г) между колонной бурильных труб 7 и скважиной 11 (рисунок 8б) в течение части периода равной  $\frac{1}{2} T - 2t$  (рисунок 8в).

Промысловые испытания, проведенные в ОАО «Пурнефтегаз» на скважинах Пурпейского УБР №№ 4,1,2 и 66 с четвертьволновыми резонаторами, по отношению к показателям параметров бурения, ранее пробуренных скважин №№ 5, 3 и 8 без резонаторов, показали увеличение механической скорости и проходки на долото на 17 %.

## **ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ**

1 Теоретическими исследованиями, подтвержденными анализом промысловых данных, установлено:

1.1 В КНБК с калибратором в качестве ОЦЭ, имеющим диаметр, близкий к полноразмерному, его установка непосредственно над долотом недопустима, так как приводит к нестабильной работе компоновки (чаще всего к падению зенитного угла).

1.2 Для стабильного малоинтенсивного увеличения зенитного угла между долотом и калибратором должен быть установлен переводник длиной не менее 0,5 м; для повышения интенсивности набора угла целесообразно применение забойного двигателя меньшего диаметра.

1.3 В типовой компоновке, включающей калибратор диаметром близким к полноразмерному и центратор, последний никакой роли не выполняет, т.к. в качестве ОЦЭ выступает калибратор. Введено понятие о критическом диаметре калибратора и предложены формулы для его расчета в зависимости от места установки центратора и его диаметра. При соблюдении сформированных условий центратор обеспечивает требуемое малоинтенсивное увеличение зенитного угла.

1.4 Определены оптимальные параметры КНБК с центратором, при которых снижается влияние геометрических параметров КНБК на интенсивность изменения зенитного угла.

1.5 Методами непараметрической статистики доказано, что результаты применения типовых компоновок с СТК в качестве центратора и КНБК без СТК статистически значимых различий не имеют и являются однородными.

2 Исследован вопрос повышения эффективности создания нагрузки на долото в ГС. Установлено, что основным направлением решения вопроса является снижение сил трения бурильной колонны о стенки скважины путем превращения низкочастотного шума забойного двигателя в ультразвуковые продольно-поступательные колебания бурильной колонны.

3 Разработана технология снижения сил трения с помощью ультразвуковых колебаний в бурильных трубах, преобразованные из низкочастотного шума забойного двигателя четвертьволновым резонатором, устанавливаемым над забойным двигателем. Предложена конструкция четвертьволнового резонатора для превращения низкочастотного шума забойного двигателя в ультразвуковые продольно-поступательные колебания бурильной колонны.

4 Результаты теоретических, экспериментальных и промышленных исследований использованы при составлении нормативной документации на строительство ГС в ОАО «Сургутнефтегаз» и ООО «Бургаз», а также при разработке методики расчета неориентируемых КНБК для бурения ГС. Снижение затрат на строительство ГС с применением разработанных рекомендаций позволило снизить срок окупаемости капитальных вложений на 6-8 %.

**ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ДИССЕРТАЦИИ ОПУБЛИКОВАНЫ В СЛЕДУЮЩИХ РАБОТАХ:**

1 Панов К.Е. Опыт восстановления скважин старого фонда ОГКМ боковыми и горизонтальными стволами /К.Е. Панов, В.А. Мнацаканов //Современные тенденции развития техники и технологии строительства и восстановления нефтяных и газовых скважин.- М.: Вестник Ассоциации буровых подрядчиков.- 1999. - С. 92-103.

2 Панов К.Е. Опыт восстановления скважин старого фонда ОГКМ боковыми горизонтальными стволами. Бурение и ремонт скважин малого диаметра с применением гибких труб //Применение установки с гибкими трубами для бурения и ремонта скважин малого диаметра : Межотрасл. науч.-практ. конф. – Анапа, НПО Бурение, 1999. - Вып. 3.- С. 42-51.

3 Волков А.В. Применение системы «Пилот» при бурении направленных скважин /А.В. Волков, Д.Г. Белявский, В.А. Мнацаканов, К.Е. Панов //Вестник Ассоциации буровых подрядчиков.- 2001. - № 4. - С. 30-34.

4 Ипполитов В.В. Новые технологии и оборудование для бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин, применяющиеся ДООО «Бургаз» ОАО «Газпром» /В.В. Ипполитов, В.А. Мнацаканов, К.Е. Панов //Вестник Ассоциация буровых подрядчиков.- 2002. - № 4. - С. 9-12.

5 Панов К.Е. Сравнение технологий бурения наклонно направленных скважин с применением забойных телесистем «ЗТС» и MWD «Sperry Sun» на площадях Северо-Уренгойского месторождения /К.Е. Панов, П.В. Лёвшин, Д.А. Овчинников, А.В. Михайличенко //Вестник Ассоциации буровых подрядчиков.- 2003.- № 3.- С. 45-47.

6 Гречин Е.Г. Проектирование неориентируемых КНБК для реализации проектных профилей горизонтальных скважин /Е.Г. Гречин, В.М. Шенбергер, В.П. Овчинников, К.Е. Панов //Сб. тр. Ин-та Нефти и Газа, нефтегазового направления ТюмГНГУ. – Тюмень: Изд-во «Вектор Бук», 2004.- С. 37-47.

7 Шенбергер В.М. Математическое моделирование интервала безориентированного набора кривизны ствола скважины /В.М. Шенбергер, И.В. Серебренников, К.Е. Панов //Новые технологии для ТЭК Западной Сибири: Сб. науч. тр. регион. науч.-практ. конф., посвящ. 5-летию Ин-та Нефти и Газа. - Тюмень: Издательско-полиграф. центр «Экспресс», 2005.- Т. 2. - С. 202-205.

8 Шенбергер В.М. Анализ работы неориентируемых КНБК при бурении горизонтальных стволов скважин /В.М. Шенбергер, Ф.С. Потехин, Д.А. Козодеев, К.Е. Панов //Сб. тр. Ин-та Нефти и Газа, нефтегазового направления ТюмГНГУ. – Тюмень: Изд-во «Вектор Бук»,- 2004.- С. 48-60.

9 Гречин Е.Г. Результаты исследования работы компоновок с калибратором в качестве опорно-центрирующего элемента /Е.Г. Гречин, В.П. Овчинников, К.Е. Панов //Новые технологии для ТЭК Западной Сибири: Сб. науч. тр. регион. науч.-практ. конф., посвящен. 5-летию Ин-та Нефти и Газа - Тюмень: Издательско-полиграф. центр «Экспресс», 2005.- Т. 2. - С. 46-50.

10 Гречин Е.Г. Анализ промысловых данных по применению наддолотных калибраторов для безориентированного управления зенитным углом скважины /Е.Г. Гречин, В.П. Овчинников, К.Е. Панов //Там же. - С. 39-42.

11 Гречин Е.Г. Анализ опыта применения неориентируемых компоновок, включающих забойный двигатель уменьшенного диаметра /Е.Г. Гречин, В.П. Овчинников, К.Е. Панов //Там же.- С. 35-38.

12 Гречин Е.Г. Расчет неориентируемых компоновок для бурения наклонных скважин методом начальных параметров /Е.Г. Гречин, В.П. Овчинников, К.Е. Панов //Там же.- С. 43-46.

13 Шенбергер В.М. Анализ факторов нагружения долота и разработка устройства для снижения коэффициента трения бурильной колонны со стенкой скважины /В.М. Шенбергер, Ю.А. Савиных, К.Е. Панов //Там же. - С. 206-216.

14 Савиных Ю.А. Способ формирования эффективной нагрузки на долото в горизонтальных скважинах /Ю.А. Савиных, В.М. Шенбергер, К.Е. Панов //Там же. - С. 216-224.

15 Гречин Е.Г. Анализ работы стабилизирующих компоновок на скважинах Уренгойского газоконденсатного месторождения /Е.Г. Гречин, В.П. Овчинников, К.Е. Панов //Бурение и нефть.- 2005. - № 5. - С. 29-31.

Соискатель



К.Е. Панов

Издательство «Вектор Бук»

Лицензия ЛР № 066721 от 06.07.1999 г.

Подписано в печать

Формат 60x84/16. Бумага финская. Печать RISO.

Усл. печ. л. 1,10. Тираж 150. Заказ

Отпечатано с готового набора

В типографии Издательства «Вектор Бук»

Лицензия ПД № 17-0003 от 06.07.2000 г.

625004, г. Тюмень, ул. Володарского, 45.

Тел. (3452) 46-540-04, 46-90-03.