

Министерство образования и науки РФ
Государственное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Тюменский государственный нефтегазовый университет»

Е.Г. Гречин, В.П. Овчинников

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ БУРЕНИЯ ИСКРИВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Допущено Учебно-методическим объединением вузов Российской Федерации по нефтегазовому образованию в качестве учебного пособия для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальности 130504 «Бурение нефтяных и газовых скважин» направления 130500 «Нефтегазовое дело», по представлению Ученого совета ГОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет».

Издательско-полиграфический центр «Экспресс»

Тюмень

2011

Рецензенты:

Ф.А. Агзамов доктор технических наук, профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин УГНТУ; **К.Н. Харламов** Заместитель директора по научной работе Тюменского отделения СургутНИПИнефть, кандидат технических наук; **З.Е. Кухтяк** менеджер РУ Рид филиала ОАО «ТНК-ВР Менеджмент» ТНК-ВР Сибирь в г. Тюмени, куратор проекта

Гречин Е.Г. Проектирование технических средств для бурения искривленных скважин [Текст]: учебное пособие / Е.Г. Гречин, В.П. Овчинников. – Тюмень: Издательско-полиграфический центр «Экспресс». – 2010. – 210 с.

В учебном пособии изложен новый метод проектирования компоновок низа буровой колонны, основанный на использовании системы их расчётных характеристик, что позволяет на расчетной стадии путем математического эксперимента прогнозировать влияние различных факторов на работу компоновки. Приведены различные методы расчёта компоновок, программы, результаты расчётов и рекомендации по их применению. Рассмотрены вопросы устойчивости компоновок к изменению расчётных параметров в реальной скважине. Выполнен анализ промысловых данных.

Рекомендуется для инженерно-технических работников буровых предприятий, аспирантов, магистров, бакалавров и студентов нефтегазовых вузов, специализирующихся по бурению скважин.

Учебное пособие выпущено в рамках реализации конкурса грантов ОАО «ТНК-ВР Менеджмент» для профессиональных вузов РФ (проект 2008 г. № 41 «Повышение управленческой компетенции выпускников специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин» в условиях перехода буровых предприятий на сервисное обслуживание при строительстве скважин»).

- © Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет», 2010
- © Издательско-полиграфический центр «Экспресс» (оформление)

ВВЕДЕНИЕ

В современных условиях, связанных с преодолением последствий финансового и экономического кризиса, актуальны вопросы, направленные на сокращение затрат при строительстве скважин. Нефтяные и газовые месторождения Западной Сибири разрабатываются с помощью наклонных и горизонтальных скважин. Профили тех и других содержат протяжённые по длине тангенциальные участки, бурение которых осуществляется по двум технологиям. Первая, традиционная, основана на применении неориентируемых компоновок (НК). Вторая технология предусматривает бурение комбинированным способом всей скважины компоновкой, содержащей винтовой забойный двигатель-отклонитель (ВЗДО), управляемый с помощью телесистемы, обычно, зарубежного производства, например, фирм «Halliburton», «Schlumberger» и др. (стоимостью более 1 млн. долларов).

Многие буровые предприятия идут на дополнительные затраты средств и времени, связанные с эксплуатацией дорогостоящих систем и управлением ВЗДО, и применяют данную технологию при бурении всех скважин, включая простые, с трёх-четырёхинтервальным профилем, по причине отсутствия до настоящего времени надёжных неориентируемых компоновок. В современных условиях особенно важно снизить затраты на строительство скважин, в данном случае за счёт создания простых, дешёвых и надёжных НК, и закрепить за ними приоритет в части бурения тангенциальных, или близких к ним, участков наклонных и любых других скважин. При бурении горизонтальных участков в пласте также имеются перспективы использования НК, включающих, например, гидравлические центраторы, или самоориентирующиеся отклонители, в сочетании с простыми средствами контроля за параметрами скважины.

Можно выделить две основные причины отсутствия в настоящее время эффективных НК. Первая состоит в том, что скоординированные и финансируемые научно-исследовательские работы по неориентируемым компоновкам в течение многих последних лет не проводились. Другая причина связана с недостатками существующих подходов к расчётам и проектированию НК. Созданы двумерные и пространственные, кинематические и статические модели искривления скважины и напряженно-деформированного состояния низа бурильной колонны, но в них не учи-

тывается то, что значения параметров модели могут не соответствовать реальным условиям в скважине и в действительности они являются случайными, неизвестными величинами. Другими словами, необоснованно применяется детерминированная модель. Следствием этого является расхождение получаемых теоретически результатов с промысловыми данными и ненадёжность проектируемых компоновок.

Предложенный в книге метод проектирования компоновок позволяет на расчётной стадии оценить их качество, включая ожидаемый уровень стабильности показателей работы. На базе этого метода разработаны рекомендации по компоновкам, полнота представления которых даёт возможность выбора наиболее эффективных НК на данном месторождении с учётом технических возможностей предприятия.

По назначению, особенностям конструкции, критерию оптимизации в работе приняты следующие обозначения НК:

НКК – неориентируемая компоновка с калибратором, предназначенная для увеличения зенитного угла;

НК-СТК – типовая стабилизирующая компоновка с полноразмерным наддолотным калибратором и ниппельным центратором;

ОНКС, ДНКС – одно-двухцентраторная стабилизирующая компоновка, оптимизированная по критерию равенства нулю реакции на долоте и угла между осями долота и скважины;

ОНКА, ДНКА – одно-двухцентраторная компоновка, оптимизированная по критерию равенства нулю реакции на долоте, обеспечивающая возможность асимметричного разрушения забоя;

ОНКФ, ДНКФ – одно-двухцентраторная компоновка, не ограничивающая реакцию и угол на долоте, допускающая фрезерование стенок скважины.

Перечисленные НК рассматривались в сочетании с долотами диаметром 215,9; 295,3 мм (шарошечные); 214,3; 215,9; 220,7; 222,3 мм (долота PDC) и забойными двигателями: турбобурами, диаметром 195, 240-мм, и винтовым забойным двигателем (ВЗД) Д-172.

В связи с частым обращением к компьютерным программам приняты такие обозначения, как Rd, Rk, Rc – реакции на долоте, калибраторе, центраторе, соответственно; а также Dd, Dk, Dc, Dt – диаметры этих же элементов и забойного двигателя (например, турбобура).

Другие обозначения, примененные в работе:

СРХ – система расчётных характеристик;

СПУ – система показателей устойчивости;

$P(\Phi)$ – показатель устойчивости компоновки к изменению фактора

Φ ; ЗД – забойный двигатель;

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ВЗДО – винтовой забойный двигатель-отклонитель;

ОЦЭ – опорно-центрирующий элемент;

ЗМ – метод раскрытия статической неопределимости многопролётных балок с использованием уравнений трёх моментов;

МНП – метод начальных параметров;

$Rd+$ – реакция на долоте со стороны верхней стенки скважины, соответствующая увеличению зенитного угла; в принятой системе координат имеет знак минус;

Ugd – угол между осями долота и скважины; в принятой системе координат он определяется непосредственно при решении системы уравнений методами интегрирования дифференциального уравнения упругой линии и МНП, а при использовании метода ЗМ он состоит из угла β – перекоса нижнего плеча компоновки, и θ – угла поворота относительно него оси долота, вызванного изгибом компоновки.

Разработка учебных пособий [1, 2] сделала целесообразным применение системы координат с традиционным направлением осей: ось «у» направлена вверх, «х» расположена горизонтально, как принято в учебных курсах.

1. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСОВ РАСЧЕТА И ПРОЕКТИРОВАНИЯ НЕОРИЕНТИРУЕМЫХ КОМПОНОВОК НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

1.1. Расчетные модели процесса искривления скважины и компоновок низа бурильной колонны

Неориентируемые компоновки (НК) и метод бурения с их использованием впервые были предложены в 1944 г. А.М. Григоряном [3]. В начале шестидесятых годов в нашей стране и за рубежом начались интенсивные исследования в области наклонного бурения. В 1953 г. Р.А. Иоаннесян применил дифференциальное уравнение упругой линии балки к расчету турбинной компоновки [4]. Приблизительно в это же время американские исследователи Г. Вудс и А. Лубинский предложили наиболее полную модель плоского изгиба КНБК в наклонной скважине в виде интегрально-дифференциального уравнения [5], которое в дальнейшем путём вполне оправданного упрощения приняло более простую форму дифференциального уравнения [6, 7]. В нем учитывалась осевая нагрузка и уменьшение изгибающего момента от осевой составляющей веса направляющего участка компоновки. Это уравнение использовал В.В. Прохоренко (ВНИИБТ) при составлении компьютерной программы расчета НК [8]. Е.И. Ишемгузин и Б.З. Султанов отказались от учета осевой составляющей собственного веса НК, оставив в уравнении нагрузку на долото [9, 10, 11], но и в таком виде аналитическое решение дифференциального уравнения оказалось весьма громоздким.

В пространственных, трёхмерных, моделях учитывается азимутальное искривление скважины [12 – 15]. Его причинами являются реактивный момент и накат долота, подробно исследованные О.К. Мамедбековым, М.П. Гулизаде и др. [16, 17, 18]. Расчет угла наката долота и горизонтальной составляющей реакции на долоте требуют знания коэффициентов трения долота о стенку скважины и его фрезерующей способности, являющихся весьма неопределёнными в забойных условиях. Тем не менее, весьма полезными для практики являются полученные теоретически выводы, связанные с возможностью неориентируемого управления ази-

мутальным углом, например, об уменьшении азимута скважины при бурении компоновками без ОЦЭ, увеличении азимута при увеличении нагрузки на долото и т.д.

Расчёты пространственных моделей показали, что азимутальная составляющая действующих факторов, являющихся по мнению О.К. Мамедбекова взаимозависимыми [19], играет незначительную роль в формировании напряженно-деформированного состояния КНБК [8, 20 – 23], и результаты расчета трехмерных моделей сопоставимы с результатами расчёта плоскостных моделей КНБК [8, 22]. Поэтому, если проектный профиль находится в вертикальной плоскости, применение двумерной модели вполне оправдано. Исключение составляют специальные, скважины, проектируемые как пространственно-искривленные по причине сложного геологического разреза или сложной сетки разработки месторождения. В плане данной работы, с учетом её направленности на бурение с помощью забойных двигателей, использование теоретических наработок по вопросам азимутального искривления скважины не представляется целесообразным.

Рассматриваются два типа моделей: модели искривления скважины (кинематическая модель ИС) и статические модели КНБК [24]. Обычно результаты расчёта компоновок входят одним из компонентов в кинематическую модель. В последней рассматривается соотношение векторов скоростей продольного и поперечного перемещения долота. Она содержит большое число параметров, значение которых для условий конкретной скважины предугадать невозможно, поэтому адекватность модели ИС реальным результатам проблематична. Кроме того, в самом теоретическом принципе расчёта интенсивности искривления (особенно, пространственного) заложена идеализация процесса. Радиус кривизны траектории при использовании НК измеряется сотнями метров (километрами в случае НКС), а направляющий участок КНБК – на несколько порядков меньше при этом стенки скважины могут быть податливыми, и диаметр скважины не равен диаметру долота. Представление о том, что направляющий участок – хорда, движущаяся по дуге окружности, в этом случае является слишком идеализированным, и результаты расчёта интенсивности искривления скважины при использовании неориентируемых компоновок можно оценивать только на качественном уровне.

Другие многочисленные факторы, влияющие на траекторию скважины, и причины, по которым их трудно (точнее невозможно) количественно оценить, подробно описаны в [24]. Там же отмечается, что надёжность и точность существующих кинематических моделей не соответствуют современным требованиям к точности выполнения проектного профиля, и рекомендуется к практическому применению статическая расчетная схема и соответствующая ей аналитическая модель. В данной работе по изложенным причинам кинематическая модель ИС не рассматривается.

Как отмечалось выше, подавляющее большинство исследователей вполне обоснованно рассматривает вместо пространственной плоскостную (двухмерную) модель КНБК. При этом задаются теми, или иными критериями, определяющими, по мнению авторов, требуемую работу компоновки, и находят её геометрические параметры, удовлетворяющие выбранным критериям. Неориентируемые компоновки в первую очередь предназначены для стабилизации зенитного угла и азимута, поэтому выбирается так называемый критерий оптимизации [25, 26], стабилизирующих компоновок. Вначале оптимизация КНБК проводилась по критерию равенства нулю реакции на долоте [27 – 30]:

$$R_d = 0 \quad (1.1)$$

Этот критерий, по мнению многих авторов, не обеспечивает полную стабилизацию, так как при наличии несоосности долота и скважины будет происходить искривление скважины за счёт асимметричного разрушения забоя. Поэтому был предложен более жесткий критерий – равенство нулю реакции на долоте и угла между осями долота и скважины (А.Ф. Федоров, К.М. Солодкий, А.С. Повалихин, А.Г. Калинин [25, 26, 31]):

$$R_d = 0, U_{gd} = 0 \quad (1.2)$$

В результате применения данного критерия, состоящего из двух условий, получаются компоновки со значительным расстоянием между долотом и первым центратором, которое может превышать суммарную длину шпинделя, долота и калибратора. При использовании критерия (1.1) центратор можно разместить в требуемом месте, ближе к долоту, например, в верхней части шпинделя.

Есть пример ещё большего ужесточения критерия оптимизации. В работе [32] условия (1.2) применены одновременно к долоту и наддолот-

ному калибратору. Реализовать НК в этом случае можно, по-видимому, только с помощью передвижных центраторов.

В настоящее время при проектировании стабилизирующих компоновок всеми исследователями используется критерий оптимизации (1.2). Но, чем больше условий содержится в критерии, тем больше появляется ограничений при проектировании НК, если учитывать конструктивные особенности, такие, как размеры выпускаемых центраторов, длина шпинделя и секций 3Д и т.д. В то же время существуют расчетные характеристики, которым уделена основная роль в данной работе, оказывающие более сильное влияние на работу НК, чем, например, наличие незначительного по величине угла между осями долота и скважины.

В данной работе показаны возможности применения условий (1.1) и (1.2), а также целесообразность отказа в том или ином конкретном случае от одного или от обоих условий критерия стабилизации (1.2) [1, 2, 33]. Рассматривался также критерий, по которому равны реакции на центраторах [34]. Но его нельзя рекомендовать ввиду неустойчивости работы компоновки в зоне выполнения данного условия.

Правомерность рассмотрения большинством авторов плоскостной модели при исследовании работы НК вполне обоснована, но остаются вопросы, связанные с действующими нагрузками и граничными условиями.

А.Е. Сароян, рассматривая компоновку в вертикальной скважине, приводит две схемы приложения к долоту осевой нагрузки: в одном случае она совпадает с осью скважины, в другом – с осью долота (так называемая следящая нагрузка) [35]. Но автор не указывает, какой из этих случаев имеет место в действительности. Большинство исследователей считает нагрузку приложенной параллельно оси скважины. Долото принимается за шарнирно-неподвижную опору, хотя, по-видимому, долото – нечто среднее между шарниром и заделкой [36]. Вопрос по нагрузкам состоит в целесообразности, или нецелесообразности учета нагрузки на долото. Многие исследователи включают её в исходные уравнения, но результаты расчётов несущественно отличаются от результатов, получаемых без учета осевой нагрузки. С.А. Оганов и др. при расчёте сил, действующих на центраторы, не учитывают продольные силы ввиду незначительного влияния их на искомые результаты [37]. И.С. Гасанов и Г.С. Оганов также не включили их в уравнения при расчёте КНБК с большим количеством центраторов [38, 39]. М.П. Гулизаде и О.К. Мамедбеков считают, что осе-

вая нагрузка практически не влияет на статику низа бурильной колонны, особенно при больших зенитных углах, поэтому при бурении наклонных скважин этим влиянием можно пренебречь [40, 41].

Л.Я. Сушон, П.В. Емельянов, Р.Т. Муллагалиев выполнили расчёты одноцентраторных компоновок с учётом осевой нагрузки и кривизны скважины [42]. Оказалось, что на прямолинейно-наклонном участке отклоняющая сила вообще не зависит от осевой нагрузки. При наличии кривизны (2 град/100 м) разница в результатах расчётов составляет порядка двух процентов. Следовательно, при статическом анализе работы КНБК осевую нагрузку можно не учитывать. Статическим можно считать анализ, проводимый при частоте вращения бурильной колонны до 60 об/мин [43]. В этом случае влияние динамических факторов на работу бурильной колонны незначительно.

При выполнении достаточно сложного анализа осевая нагрузка не учитывается и авторами, обычно включающими её в расчетные зависимости (например, [44, 45]). Об этом свидетельствует совпадение результатов расчётов с нашими, выполненными без учёта осевой нагрузки с целью проверки данного предположения.

Нами выполнены расчеты методом конечным разностей, показавшие, что нагрузка на долото оказывает более сильное влияние в случае компоновки без центраторов, а при их наличии осевую нагрузку можно не учитывать [46]. Вопросы, связанные с влиянием осевой нагрузки на напряженно-деформированное состояние низа бурильной колонны, более подробно рассмотрены в разделе 2.

Вернёмся к математической модели процесса искривления скважины. Модель, разработанная М.П. Гулизаде, Л.Я. Кауфманом, Л.Я. Сушонов имеет вид [42, 47]:

$$i_{\alpha} = \frac{2}{l} \left[\beta + \theta + f \frac{F_{om}}{F_{oc}} - \frac{h}{2} \sin 2(\alpha \pm \gamma) \right] \quad (1.3)$$

Здесь l – длина направляющего участка; $\beta = (Dd - Dt)/2l$ – угол несоосности; θ – угол поворота оси долота под действием приложенных нагрузок; f – коэффициент фрезерующей способности долота; F_{om} – отклоняющая сила на долоте; F_{oc} – осевая нагрузка; h – индекс анизотропии пород по буримости; α – зенитный угол; γ – угол падения пластов.

В компоновке без ОЦЭ компонент отклоняющего фактора ($\beta + \theta$) имеет максимальное значение, способствующее увеличению зенитно-

го угла. Тем не менее, такая компоновка всегда даёт падение зенитного угла с темпом, зависящим от абсолютного значения угла и фрезерующей способности долота [42]. В компоновках с ОЦЭ, особенно стабилизирующих, данный компонент уменьшается многократно, и его роль ещё более снижается.

Влияние конструкции долота на его фрезерующую способность подробно исследована Н.А. Григоряном [48], но рассчитать этот коэффициент практически невозможно. В.О. Белорусов принимает его равным $0,096...0,113$ для условий бурения в Западной Сибири [49] (долото с фрезерованным зубом; у долот типа МЗ этот коэффициент ниже), а О.К. Мамедбеков для этого же региона использует значение $f = 0,25$ [50]. Каков он в действительности? Нам представляется, что этот коэффициент вообще не нужно определять. Совмещение результатов расчётов реакции на долоте с регрессионной моделью, полученной обработкой промысловых данных, как это предлагают Р.И. Стефурак и др. [51, 52], хорошо соответствует принципам данной работы, направленной на обеспечение возможности практической реализации всех полученных результатов.

Относительно последнего компонента формулы (1.3), учитывающего влияние анизотропии породы, можно привести следующий пример: при $h = 0,007$, $\alpha = 30^\circ$, $\gamma = 0$ (Западная Сибирь) значение указанного компонента равно $-0,003$ [49]. Такое же значение, только положительное, имеет предпоследний компонент, учитывающий фрезерование стенки скважины, при $f = 0,1$, $F_{oc} = 150$ кН, $F_{от} = 5$ кН. Из формулы (1.3) следует, что должна быть стабилизация зенитного угла, но компоновки, обеспечивающие отклоняющую силу 5 кН, дают его уверенное возрастание. Другой пример. У стабилизирующей компоновки, оптимизированной по критерию (1.2) все компоненты, кроме последнего, равны нулю (см. ф-лу (1.3)), поэтому вследствие влияния анизотропии должно происходить интенсивное падение зенитного угла [53]. Но, испытания компоновок с передвижными центраторами [24, 54, 55] и имеющиеся промысловые данные показали, что при расстоянии до центратора, рассчитанном с применением критерия (1.2) без учёта влияния анизотропии породы, наступает стабилизация угла без заметного его снижения. Можно отметить, что в более поздних работах (например, в [40]) авторы вообще не включают в состав модели фактор анизотропии горной породы.

Изложенное приводит к выводу о доминирующем влиянии отклоняющей силы, по сравнению с другими факторами, на процесс искривления скважины. Применительно к данной работе кинематическая модель искривления скважины непригодна. В ней изучается влияние параметров, изменяющихся в условиях реальной скважины, входящих в статическую расчётную модель компоновки, главной выходной характеристикой которой является доминирующий фактор – величина боковой реакции на долоте (R_d). При её расчёте выявилось, что при близком расположении ОЦЭ, например, в компоновке с калибратором для увеличения зенитного угла, получаются нереально высокие значения R_d , не соответствующие практике бурения [42, 56, 57 др]. Следовательно, в данном случае реакция на долоте не определяет работу компоновки, и нужна другая расчётная характеристика, предложенная нами в [58].

Математические модели могут быть детерминированными, т.е. рассчитываемыми по параметрам, имеющим известные конкретные величины [59], и стохастическими, параметры которых являются случайными величинами, и при этом требуется знать их статистические характеристики. Все модели, о которых речь шла выше, применяются как детерминированные, хотя их параметры – случайные величины. Чем больше таких параметров в модели, тем хуже она описывает реальный процесс. Особенно это относится к моделям искривления скважины. Статическая расчётная модель КНБК также содержит параметры, величины которых обычно принимаются номинальными, без учёта реальных значений, т.е. детерминированная модель применяется необоснованно.

А.С. Повалихин и А.С. Оганов (ВНИИБТ) ввели понятие устойчивости КНБК, основанное на изучении влияния различных факторов на величину реакции на долоте [44, 45]. Сначала это понятие было применено к факторам – зенитный угол и кривизна скважины [44, 45]. Затем добавились диаметр скважины и диаметр центратора [60], и были введены количественные оценки показателей устойчивости. При этом устойчивость на проектной траектории в численном выражении стала называться показателем надёжности стабилизации зенитного угла, а за остальными факторами сохранилось название «показатель устойчивости». Авторам известна единственная публикация (А.С. Повалихин, декабрь, 2005 г. [60]), в которой в явной форме высказана мысль о возможности учёта реальных условий скважины в расчётной модели с помощью показателей устойчивости.

В данной работе понятие устойчивости применено ко всем параметрам расчетной схемы и обосновано применение детерминированной модели путём использования показателей устойчивости и её неоднократного применения [59]. Количественная оценка показателей устойчивости, для которых предложена новая форма записи, выполняется по рекомендациям А.С. Повалихина [60].

Отмечается три возможных способа исследования КНБК [61]: практический, основанный на получении эмпирических зависимостей по промышленным данным; экспериментальный и теоретический. Авторы работы [61] отдают предпочтение третьему способу, как дешевому, универсальному, наиболее информативному. Тем не менее, в 70-е, 80-е годы были созданы экспериментальные установки для изучения работы КНБК. Конструкция установки, созданной на кафедре бурения АЗИНЕФТЕХИМ [62] позволяет с использованием теории подобия и методов планирования эксперимента исследовать пространственное искривление скважины. Результаты исследования работы двухцентраторных компоновок (хорошо известные из теории) описаны в работе [63]. Явление наката долота также исследовалось экспериментально [64]. Можно согласиться с мнением [61] о недостаточной информативности экспериментов. Они не дали новых сведений о работе НК, а только в той или иной степени подтвердили теоретические представления. Практически невозможно смоделировать условия скважины, поэтому трудно воспользоваться результатами эксперимента.

Практический метод исследования работы КНБК требует наличия представительных выборок достоверных промышленных данных, особенно, если речь идёт о взаимосвязи процесса искривления скважины с параметрами режима бурения и показателями работы долот [65, 66].

На данном этапе анализа можно сделать вывод о том, что наиболее оправданным для практического применения является теоретический метод исследования статической плоскостной модели КНБК. При одинаковых расчётных схемах возможны разные методики расчёта. Отечественные и зарубежные исследователи чаще всего применяют метод непосредственного интегрирования дифференциального уравнения упругой линии (оси КНБК) [6 – 10, 13, 24 и др.]. Успешно реализовано решение в безразмерной форме с использованием теории подобия [25, 26, 67]. В данной работе применение указанного метода расчёта НК ввиду громоздкости имеет иллюстративный характер.

Общепризнан метод расчёта с использованием уравнений трёх моментов (3М). Он применяется для раскрытия статической неопределимости многопролётных неразрезных балок. Особенностью задачи является разновысотность опор (центраторы в случае КНБК). Решение впервые было опубликовано С.П. Тимошенко [68, 69], предложившим ввести в уравнения поправки, учитывающие равенство углов поворота сечений балки на шарнирах (опорах), находящихся в разных уровнях. Особенностью КНБК является дополнительное неизвестное – расстояние между верхним центратором и точкой контакта ЗД, или УБТ, со стенкой скважины. Но это не вносит существенных трудностей при использовании метода 3М, который применительно к КНБК разработан и широко используется Азербайджанской школой (АЗИНЕФТЕХИМ), возглавляемой М.П. Гулизаде [38, 42, 56, 70].

В работе [71] приводится решение, основанное на отыскании минимума потенциальной энергии упругой системы. Условие равновесия, заложенное в любом методе расчёта, возможно только при минимуме потенциальной энергии, поэтому, в принципе, не должно быть отличий в получаемых результатах. В данной работе, кроме указанных, приведены расчёты другими методами: конечных разностей (МКР) [46], конечных элементов (МКЭ), с использованием программного комплекса «ANSYS» [72], и, самым эффективным, применительно к данной работе, – методом начальных параметров [73], позволяющим задать граничные условия на опорах не в виде углов поворота сечений (метод 3М, С.П. Тимошенко), а, непосредственно, координатой «у». Используя МНП, легко составить программу построения эпюр перемещений сечений НК.

1.2. О проектировании компоновок, их усовершенствовании и конструкциях центраторов

Наиболее важными являются вопросы проектирования компоновок, так как они представляют собой конечный результат разработки. В данной работе под новым методом проектирования, отработанным и готовым к применению, имеется в виду наличие следующих разделов:

- 1) расчётная схема и расчётная модель НК;
- 2) разработанная система расчётных характеристик (СРХ), определяющих качество НК на стадии проектирования;

- 3) наличие конкретных рекомендаций по геометрическим параметрам всех основных видов и типоразмеров НК (здесь, применительно к Западной Сибири), разработанных с использованием СРХ и обеспечивающих выполнение технологических задач с учётом технических возможностей реализации (например, нужна стабилизирующая НК для работы при зенитном угле 40° , необходимо применить долото PDC диаметром 220,7 мм и турбобур Т1-195, технические возможности позволяют изготовить двухцентраторную компоновку; по этим данным выбираем в таблице её геометрические параметры и производим сборку...);
- 4) необходимы рекомендации по коррекции параметров НК, если они понадобятся, после опробования опытных образцов;
- 5) должны быть приложены программы по всем этапам расчёта на случай, если с помощью интерполяции не удастся подобрать требуемую компоновку.

В такой постановке вопросы проектирования НК не рассматривались, даже, если собрать воедино соответствующие разделы всех имеющихся публикаций. Специалисты ВНИИБТ (ведущие в этой области) обычно приводят исходные уравнения, ссылаются на имеющиеся пакеты программ и приводят отдельные примеры расчётов [8, 44, 45, 74–76]. Такой подход, по-видимому, вынужденно сформировался за последние годы, но в данное время важно расширить объём информации по неориентируемым компоновкам, которая может быть полезна и доступна производителям.

Хорошим дополнением в рассматриваемом ракурсе являются публикации А.С. Повалихина, А.С. Оганова [44, 45, 60], в которых высказаны положения, использованные в данной работе. Но воспользоваться конкретными результатами расчётов затруднительно. Например, рассчитанная компоновка с 215,9-мм долотом и турбобуром ТПС-172 в Западной Сибири не применяется. Ценные результаты представлены в одной из важнейших работ М.П. Гулизаде, О.К. Мамедбекова [40], но они на сегодняшний день недостаточны, особенно для Западной Сибири.

В фундаментальной работе А.Г. Калинина, Б.А. Никитина, К.М. Солodкого, Б.З. Султанова [24] (а также [77]) есть материалы, содержащие общие принципы проектирования НК и ряд рекомендаций, но их недостаточно для непосредственного практического применения к конкретным

компоновкам; в них не учитывалась устойчивость компоновок на проектной траектории, влияние диаметра скважины и другие факторы. В других многочисленных публикациях содержатся отдельные вопросы, связанные с проектированием НК.

Основным недостатком НК по сравнению, например, с управляемым двигателем-отклонителем, традиционно считается невозможность изменения в течение рейса зенитного и азимутального искривления скважины (см., например, [8]). Тем не менее, в данном направлении имеются разработки. Сначала отметим, что под управлением параметрами траектории скважины имеется в виду возможность их коррекции в течение рейса. При этом контроль над траекторией скважины в случае использования НК возможен силами бригады инклинометрами сбросового типа, доставляемыми на канатной проволоке или геофизическом кабеле [74, 78, 79]. Методы доставки автономных инклинометров различного типа подробно описаны в работе [80].

Исследование наката долота привело О.К. Мамедбекова к выводу, что вращение бурильной колонны ротором может нейтрализовать накат долота и таким образом уменьшить азимутальное искривление [23, 81]. Это мнение поддерживается другими авторами (например, [76]).

В «ПечорНИПИнефти» разработан эффективный способ управления азимутом скважины с помощью НК [71, 82]. Его суть состоит в следующем. При создании нагрузки на долото компоновка с положительной отклоняющей силой является естественным отклонителем. Поворачивая её под нагрузкой вправо, или влево, можно получить требуемое изменение зенитного угла и азимута. Метод используется в объединении «Коминнефть» с 1975 года [71, 82]. В «ПечорНИПИнефти» предложены и другие решения по управлению траекторией скважины неориентируемыми компоновками, которые испытаны и применяются в «Коминнефть» [71, 82].

Наиболее перспективными являются НК, включающие ОЦЭ, управляемые с поверхности. В работе [31] имеется ссылка о применении отечественных и зарубежных выдвижных в забойных условиях центраторах. Гидравлический калибратор переменного диаметра (две позиции) фирмы «Андергейдж» позволяет корректировать траекторию скважины без подъёма инструмента [83]. Целесообразность применения калибраторов с изменяемым диаметром на горизонтальных участках (в пласте) отмечается в [74]. Представляют интерес шарнирные компоновки, которые на забое можно превратить в неориентируемую НК [31, 84]. Есть предложе-

ния по эксцентричным центраторам, позволяющим регулировать зенитный угол и азимут [31, 85 и др.].

Ниже дан краткий анализ разработок по конструкциям гидравлических центраторов, а также самоориентирующихся отклонителей, выполненных на уровне изобретений. Важным достоинством данных устройств является то, что во время спуско-подъемных операций они находятся в транспортном положении, и их опорные элементы не выходят за габариты корпуса, что улучшает проходимость КНБК в скважине. Особенно актуальным это является при бурении субгоризонтальных и горизонтальных скважин, где крайне нежелательно применение обычных центраторов. Рабочий диаметр этих устройств может превышать диаметр скважины, который обычно больше, чем диаметр долота. Они вступают в работу при включении подачи промывочной жидкости.

Центратор [86] имеет единственный недостаток – выдвижные опорные элементы находятся в контакте с промывочной жидкостью, что может привести к их заклиниванию.

В гидравлическом центраторе [87] опорными элементами являются ролики, выдвигающиеся с помощью поршней и гидравлической маслonaполненной системы. Роликов должно быть достаточное количество во избежание чрезмерного давления на стенку скважины.

В изобретении [88] представлено удачное конструктивное решение по расположению поршней, приводящих в действие рабочие лопасти, но поршни контактируют с промывочной жидкостью.

Опорные элементы устройства [89] могут занимать строго фиксированное рабочее положение, из которого в течение рейса возможен многократный переход в транспортное положение.

Если компоновка содержит два центратора [90], можно с поверхности включать и выключать любой из них и реализовать профиль, включающий участки набора, стабилизации и падения зенитного угла.

Другую группу устройств составляют самоориентирующиеся отклонители. Они настраиваются на поверхности для требуемого изменения зенитного угла и азимута и приводятся в действие при подаче промывочной жидкости. В изобретении [91] вызывает сомнение лишь один вопрос: достаточно ли пульсаций давления промывочной жидкости для создания необходимого радиального усилия на соответствующих опорных элементах отклонителя.

Аналогичное сомнение возникает в отношении изобретения [92]: хватит ли силы, создаваемой струёй промывочной жидкости, истекающей из радиального отверстия в требуемом направлении для создания достаточной отклоняющей силы. Не потребует ли это слишком большого давления на насосах.

Устройство [93] отличается сложностью. Оно содержит насос, приводимый в действие вращающимся валом забойного двигателя, и сложную гидравлическую систему с клапанами и дросселями. В требуемое положение отклонитель устанавливается с помощью жидкостей с разной плотностью, в качестве одной из которых предлагается ртуть.

В двух устройствах [94, 95] имеется 6 радиально расположенных плунжеров, оснащенных упорными башмаками. Плунжеры с двумя разными диаметрами расположены поочередно. Отклоняющее усилие создается на башмаке с плунжером большего диаметра. На рисунке к описанию они показаны слева, но после спуска в скважину отклонителя слева может оказаться башмак с малым плунжером, и тогда направление отклоняющей силы изменится на противоположное.

Рассмотренные выше устройства могут работать только в одном режиме. Отклонитель [96] может быть выключен из работы после выполнения своей функции по изменению траектории скважины, но сделать это можно только один раз. Недостатками также являются контакт промывочной жидкости с самоуплотняющимся плунжером и трудность расчёта создаваемой отклоняющей силы.

Самоориентирующийся отклонитель авторов лишен отмеченных недостатков (заявка 2007108178/03; заявл. 05.03.2007; дата решения 15.01.2009). Рассмотрим его подробнее. Гидравлический отклонитель 1 (рис. 1.1), входит в состав компоновки низа бурильной колонны.

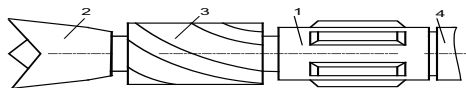


Рис. 1.1. Компоновка бурильной колонны с гидравлическим отклонителем

Отклонитель расположен над долотом 2 и калибратором 3 и присоединяется к нижней части забойного двигателя 4.

Гидравлический отклонитель содержит корпус 1 (рис. 1.2) и втулку 2, образующие полость 3, заполненную маслом. Кольцевой поршень 4 по-

средством поршней 10 приводит в действие рабочие элементы центратора 9. Движение поршня 4 и переход в рабочее положение лопастей 9, происходит за счет имеющегося перепада давления между внутритрубным и кольцевым пространством скважины. В исходное состояние поршень переходит с помощью пружины 6.

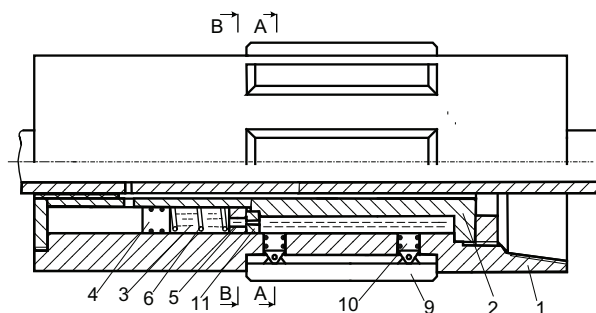


Рис. 1.2. Гидравлический самоориентирующийся отклонитель

С целью управления зенитным углом и азимутом рабочие элементы (ролики или лопасти), могут приводиться в действие независимо друг от друга. Для этого полость 3 разделена с помощью перегородок 7 на отдельные камеры 8. Каждый рабочий элемент 9 имеет свою камеру. Полость 3 сообщается с камерами 8 через отверстия в кольце 11, плотно перекрывающем зазор между втулкой 2 и корпусом 1. Между пружиной 6 и кольцом 11 имеется кольцо 5 с продолговатым отверстием 13, через которое масло попадает в соответствующую камеру 8. Кольцо 5 может поворачиваться вокруг оси центратора и имеет утяжеленную часть 12, за счет которой оно устанавливается в рабочее положение при достаточно больших значениях зенитного угла. Кольца 5 центратора сменные, они имеют различное расположение отверстия 13. На рисунке (вид «В») показан вариант кольца, отверстие которого расположено под углом 270° . В этом случае при перемещении поршня 4 масло попадает в одну или две камеры, расположенные слева, и выдвигаются рабочие элементы 9, находящиеся слева. Они вступают во взаимодействие со стенкой скважины, на долоте появляется реакция, начинается фрезерование правой стенки скважины, и происходит её разворот по азимуту вправо. При расположении отверстия 13 под углом 90° и 270° будет происходить изменение азимута, при углах 0° и 180°

– зенитного угла, а при промежуточных значениях – одновременное изменение обоих углов. Пружина 6 выполнена таким образом, что в нерабочем положении центратора она находится в расслабленном состоянии и не мешает свободному поворачиванию кольца 5. При движении поршня она сжимается и прижимает кольцо 5 к кольцу 11, предотвращая этим поступление масла в нерабочие камеры. Для облегчения возвращения лопастей 9 в исходное состояние в помощь пружине 6 могут быть установлены пластинчатые, или иные, пружины растяжения 14. Ограничители перемещения лопастей, например, в виде выступов 15 на них и пластин 16, должны обеспечить возможность взаимодействия рабочих элементов со стенкой скважины, если её диаметр превышает диаметр долота. Усилие на центраторе определяется располагаемым перепадом давления и диаметром поршней 10. Поршни 10 и узлы крепления к ним лопастей 9 могут быть заменены корпусом из эластичного материала.

Применение изобретения позволит осуществить технологический процесс управления зенитным и азимутальным углами скважины неориентируемым способом, например, реализовать проводку в нужном направлении горизонтальных участков в продуктивном пласте.

Актуальность подобных разработок объясняется следующим. Управление ВЗДО на пологих и горизонтальных участках скважин является сложным и длительным процессом. Подробное описание его приводится в работе [97]. Самоориентирующийся отклонитель, настроенный на увеличение зенитного угла, в сочетании с телесистемой или иными, более простыми средствами контроля параметров скважины – хорошая альтернатива ВЗДО.

Имеются изобретения, направленные на: обеспечение возможности изменения диаметра центратора на буровой [98, 99], предотвращения сальникообразования [100], гашение реактивного момента ЗД [101], гашение вибраций бурильного инструмента [102] и т.д.

Разработаны упругие центраторы [103, 104], технология и результаты применения которых описаны в работах [105, 106]. У всех известных упругих центраторов площадь соприкосновения опорных дугообразных планок со стенкой скважины незначительна и в зоне контакта неизбежно возникновение высокого давления, что может привести к внедрению опорных планок в стенку скважины, возрастанию деформации упругих элементов, увеличению сопротивления при движении центратора по не-

ровностям стенки скважины, появлению на них дополнительных усилий, неустойчивости его работы.

Известные упругие центраторы имеют еще недостаток, заключающийся в следующем. В зависимости от назначения компоновки и зенитного угла скважины может потребоваться увеличение расстояния между долотом и центратором. Удлинение ствола у известных центраторов или установка переводников между долотом и центратором приведет к возрастанию динамических нагрузок и повышению износа опор долота, центратора, забойного двигателя. Поэтому возможности увеличения расстояния между долотом и серединой известных центраторов ограничены, например, величиной 1,5 м при диаметре долота 215,9 мм.

Авторами разработана усовершенствованная конструкция упругого центратора [107]. Изобретение направлено на уменьшение контактного давления опорных элементов упругого центратора на стенку скважины и улучшение вследствие этого его эксплуатационной характеристики, а также на обеспечение возможности увеличения расстояния между долотом и серединой центратора без увеличения расстояния от долота до начала его опорных элементов.

Для этого упругий центратор содержит два одинаковых каркаса с упругими дугообразными планками, установленные на стволе с помощью радиальных опор и распорных втулок. При этом дугообразные планки верхнего и нижнего каркасов жестко соединены между собой прямыми опорными планками. Дугообразные планки могут быть оснащены упорами для изменения жесткости центратора при его переходе от спуска в скважину к работе на её наклонном участке. В свободном состоянии превышение диаметра центратора над диаметром долота составляет около 10 мм.

При использовании предлагаемой конструкции центратора площадь контакта прямых опорных планок многократно выше площади контакта дугообразных планок известных центраторов, благодаря чему контактное давление прямых опорных планок на породу стенок скважины незначительно. Вследствие отсутствия их внедрения в породу уменьшается деформация дугообразных планок каркасов, и облегчается расчет их жесткости. При работе центратора деформация упругих планок верхнего и нижнего каркасов может несколько отличаться, при этом прямые планки самоустановятся под некоторым углом, обеспечивающим их равномерное

прижатие к стенке скважины, а равнодействующая сила реакции с её стороны будет находиться приблизительно на середине центратора.

Длина центратора определяется, исходя из расчета необходимого расстояния между ним и долотом. При этом изменяется длина прямых опорных планок, может быть увеличено число каркасов, но их конструкция остается неизменной.

На рис. 1.3 изображен упругий центратор с двумя каркасами и прямыми опорными планками. Он содержит ствол 1, к нижней части которого крепится долото или калибратор; установленные на нем с помощью радиальных опор 2, 3, 4 и распорных втулок 5, 6 каркасы 7, 8, между которыми имеется зазор 9. Каркасы имеют упругие дугообразные планки 10, снабженные упорами 11 и соединенные между собой прямыми опорными планками 12. Кольцо 13 является осевой опорой скольжения для верхнего каркаса.

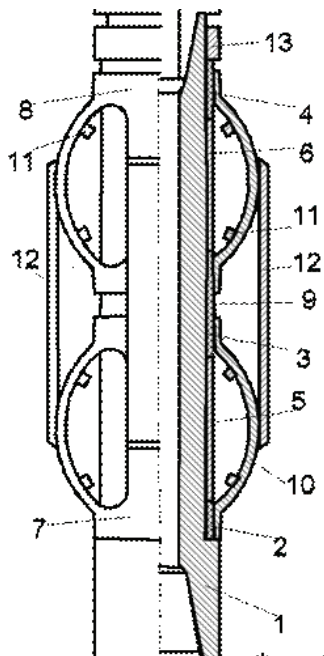


Рис. 1.3. Упругий центратор

Упругий центратор работает следующим образом. При спуске инструмента в скважину происходит деформация упругих дугообразных

планок 10. Перед началом работы в наклонном участке скважины упругие планки находятся в напряженном состоянии, и, благодаря наличию упоров 11, их жесткость на изгиб возрастает. Таким образом, в рабочем режиме требуется незначительная дополнительная деформация упругих элементов. Зазор 9 дает возможность концам дугообразных планок нижнего каркаса перемещаться при их деформации. Опорные планки 12, имеющие значительную площадь контакта со стенкой скважины, равномерно к ней прижимаются без внедрения в породу. Имеющиеся неровности стенки скважины перекрываются опорными планками, что делает работу центризатора более стабильной. При необходимости расстояние между каркасами можно увеличить, при этом их конструкция и жесткость останутся неизменными.

1.3. Состояние направленного бурения в Западной Сибири

Как отмечалось выше, за последние годы на нефтяных и газовых месторождениях Западной Сибири получил широкое распространение комбинированный способ направленного бурения скважин с использованием винтового забойного двигателя-отклонителя (ВЗДО) и телеметрических систем [108 – 111].

В Западной Сибири применяются в основном телесистемы зарубежных фирм – Halliburton (Sperry Sun Drilling), Schlumberger (Anadrill) и др. Отечественные системы (например, ЗИС-4) менее надежны. Выполненный анализ информации, полученной в результате командировок для изучения зарубежных телесистем позволил специалистам ПО «Коминнефть» и «Коминнефтегеофизика» сделать следующие выводы [71]: высокая цена и стоимость услуг делают применение зарубежных телесистем проблематичным; только навигационный прибор MWD «Sperry Sun» стоит 1,2 млн. долларов, прокат MWD «Геосервис» обходится в 4 – 6 тыс. долларов в сутки... кроме того, применение MWD «Sperry Sun» должно сопровождаться существенным перевооружением отечественного бурового комплекса.

Исследованиями С.И. Грачёва установлены причины быстрого износа зарубежных телесистем с гидравлическим каналом связи, которые при бурении пологих и горизонтальных скважин являются элементом с низкой надёжностью [112]. Усовершенствована отечественная система ЗИС-4 с электромагнитным каналом связи [112].

Бурение комбинированным способом производится в двух режимах: с вращением бурильной колонны (20...40 об/мин) и без вращения (режим скольжения, или «слайдирования»). При вращении ВЗДО (т.е. искривленной КНБК) сокращается срок службы двигателя-отклонителя и долота из-за резко возрастающих динамических нагрузок на долото и радиальные опоры двигателя [74]. По указанной причине при бурении в восточных районах страны (ОАО «Сургутнефтегаз») комбинированный способ бурения оказался малопригодным.

А.С. Повалихин и О.К. Рогачев провели исследования процесса управления двигателем-отклонителем [97]. При большой длине бурильной колонны её угол закручивания может достигать нескольких оборотов. Положение ВЗДО неустойчиво, скорость его поворота достигает 12 град/мин, угол отклонения от заданного положения может превышать 60°. Во время восстановления ориентации ВЗДО бурение производится в направлении, не совпадающем с проектным азимутом, при этом образуются локальные искривления и уступы в стенке скважины [113, 114]. Траектория скважины состоит из выпуклых и вогнутых дуг, например, на скв. 1г (Западная Сибирь) образовалось две полуволны длиной 25 и 60 м с отклонением от средней линии 0,5 м [114]. Вращение искривленной компоновки приводит к возрастанию боковой реакции на долоте почти в два раза, причём нагрузка носит ударный характер [114].

При определённом сочетании некоторых факторов может произойти «выпучивание» бурильной колонны и её заклинивание при дальнейшем увеличении осевой нагрузки [115, 116]. Ориентируемый отклонитель – возможный источник аварий и осложнений [71]. В.И. Близнюков отмечает и другие недостатки системы наклонно-направленного бурения с управляемым ЗД [117].

Авторы [97] пришли к выводу, что телесистемы с гидравлическим каналом связи (например, «Speggy Sun») в этих условиях неэффективны, так как не могут передать информацию с забоя с нужной скоростью. По их мнению, при бурении в пласте малой мощности нужно максимально сокращать управление ВЗДО с поверхности с помощью бурильной колонны.

Вращение бурильной колонны приводит и к возрастанию нагрузки на бурильные трубы, поэтому ведутся работы по созданию ВЗДО, позволяющего режим бурения с вращением осуществлять без вращения всей бурильной колонны [118]. Разработке ВЗД с вращающимся корпусом по-

священа работа [119]. В этом направлении есть альтернативные решения, основанные на применении НК, управляемых с поверхности, но не требующих ориентирования.

Несмотря на отмеченные недостатки, многие буровые предприятия в Западной Сибири применяют данную технологию при бурении наклонно-направленных скважин трёх-четырёх интервального профиля. Сложившуюся ситуацию объясняют слова С.Н. Бастрикова: снижение вложений в отечественную науку ведёт к необходимости приобретать зарубежные технические средства, технологии, материалы...единой технической политики нет, каждая компания идёт своим путём...промысловая информация, как правило, закрыта [120]. В.И. Миракян, В.Р. Иоанесян и др. отмечают отсутствие у технологических служб буровых предприятий четкой концепции применения тех или иных технических средств контроля (т.е. телесистем) [121].

В Западной Сибири пробурены тысячи наклонных скважин с применением неориентируемых компоновок. Они просты, имеют низкую стоимость, в ряде случаев могут обеспечить более высокие ТЭП за счёт сокращения времени бурения и затрат на долота и забойные двигатели. Неориентируемые компоновки перспективны при бурении прямолинейных участков любых скважин [76]. Для некоторых месторождений Западной Сибири целесообразно применение j-образных профилей с вскрытием продуктивного пласта под углом (например, Таб-Яхинская и Ен-Яхинская площади Уренгойского ГКМ). Имеется опыт применения НК при бурении таких скважин [122]. Они могут применяться и на горизонтальных участках в продуктивном пласте [123, 124], но в этом случае целесообразно применение ОЦЭ с переменным диаметром [76]. Ранее отмечалось, что гидравлические самоориентирующиеся отклонители можно использовать в режиме управляемого бурения с соответствующим контролем параметров скважины.

По данным С.Н. Бастрикова в некоторых УБР в 1985 г. число скважин, не попавших в круг допуска, не превысило 3 % [120]. Но этот результат достигнут, благодаря высокой квалификации исполнителей, а не вследствие надёжной работы компоновок. Типовая стабилизирующая компоновка была создана в 70-е годы. Расчёты и рекомендации по её применению приведены в «Инструкции по бурению наклонных скважин с кустовых площадок на месторождениях Западной Сибири», вышедшей

в 1986 году, явившейся руководящим документом при проектировании проводки наклонных скважин в Западной Сибири. Научными работами в области наклонного бурения руководил Л.Я. Сушон, представитель Азербайджанской школы М.П. Гулизаде. Как в инструкции, так и в его монографии, вышедшей в 1988 году, компоновка рассматривается, как многопролётная, статически неопределимая балка, и решается с использованием уравнений трёх моментов. Согласно полученным результатам центратор должен устанавливаться на 1,5...2 м от долота, т.е. на корпусе шпинделя, но поскольку сделать это затруднительно, его стали располагать в ниппельной части, т.е. ближе к долоту, применяя при этом полноразмерный калибратор. Хорошо известно, что калибраторы без центратора применяются, при необходимости, в компоновках для увеличения зенитного угла, т.е. в качестве опорно-центрирующего элемента (ОЦЭ). По расчетам в типовой стабилизирующей компоновке с ниппельным центратором СТК калибратор также выполняет функцию ОЦЭ, а СТК полностью разгружен, так как расположен близко от калибратора. Это подтверждается на практике. Даже с привлечением методов математической статистики нам не удалось выявить различий в работе компоновок с центратором (НК-СТК) и без него, т.е. только с калибратором.

При подробном изучении работы компоновок с калибратором оказалось, что, если последний расположен непосредственно над долотом, её работа нестабильна, а все расчетные характеристики, определяющие качество компоновки, находятся на низком уровне. Другими словами, основная стабилизирующая компоновка, – это вариант (неудачный) компоновки с калибратором, без переводника, для увеличения зенитного угла, не способной выполнять и эту функцию. В данной работе показано, что есть два возможных варианта модификации такой компоновки. Можно оставить СТК на ниппеле, но уменьшить диаметр калибратора, до значения, не превышающего критическую величину. Ожидаемый по расчетам результат – достаточно стабильное малоинтенсивное увеличение зенитного угла. Это положение подтвердилось на практике. По второму варианту полноразмерный калибратор остаётся непосредственно над долотом, а центратор устанавливается между шпинделем и нижней секцией турбобура. Получается стабилизирующая одноцентраторная компоновка, обеспечивающая равенство нулю реакции на долоте. К сожалению, в течение многих последних лет исследовательские работы по неориентиру-

емым компоновкам в Западной Сибири, если и выполнялись, то в незначительном объёме. В итоге, компоновка НК-СТК не могла составить конкуренцию новой технологии направленного бурения, так как скважина – объект дорогостоящий, и случайности должны быть исключены. Возможности создания надёжных неориентируемых компоновок есть, но они на сегодня не реализованы, качество НК может быть существенно повышено, что и показано в данной работе.

2. АНАЛИЗ МЕТОДОВ РАСЧЁТА И СИСТЕМА РАСЧЁТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК НЕОРИЕНТИРУЕМЫХ КОМПОНОВОК

2.1. Расчет компоновок методом интегрирования дифференциального уравнения упругой линии

Для сравнения достоинств и недостатков различных методов расчёта КНБК и выбора наиболее эффективного из них необходимо их опробование. Кроме того, принята система координат, традиционная для курса «Сопротивление материалов» и отличающаяся от той, что используется в отечественной и зарубежной литературе по КНБК, и это требует иллюстрации расчёта.

Ось бурильной колонны без ОЦЭ, расположенной в наклонной скважине, подобная приведенным в работах [7, 9, 24, 25 и др.], показана на рис. 2.1. Отличие состоит в том, что здесь ось «у» направлена вверх, т.е. со стороны нижней стенки скважины, а ось «х» (ось скважины) – горизонтально вправо. Такое расположение осей координат, на наш взгляд, более наглядно, компактнее и при составлении уравнений облегчает пользование правилами знаков для внутренних силовых факторов.

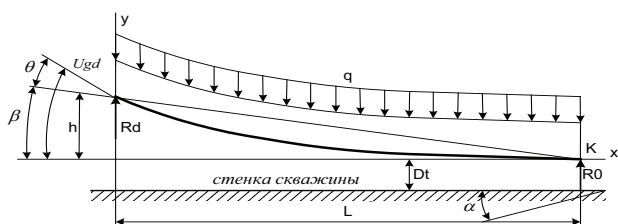


Рис. 2.1. Расчетная схема нижней части бурильной колонны без ОЦЭ

Точка D соответствует центру долота. Направляющий участок длиной L расположен между долотом и точкой контакта забойного двигателя со стенкой скважины. Ей соответствует точка K оси компоновки. На длине L величина прогиба оси равна радиальному зазору между долотом и забойным двигателем: $y(L) = h = (D_d - D_t) / 2$.

Дифференциальное уравнение упругой линии (оси КНБК) без учета вертикальной составляющей веса направляющего участка имеет вид:

$$EI y'' = Rd x - q x^2 / 2 + P(h - y) \quad (2.1)$$

Уравнение (2.1) отличается от приведенного в работе [9] слагаемым Ph. В нем обозначено: EI – жесткость сечения забойного двигателя при изгибе; Rd – реакция на долоте; P – осевая нагрузка; $q = q_0(1 - \rho_{жс} / \rho_{ст}) \sin \alpha$; q – поперечная составляющая распределенной нагрузки, зависящая от веса 1 м забойного двигателя q_0 , зенитного угла α и соотношения плотностей промывочной жидкости и стали ($\rho_{жс}$, $\rho_{ст}$).

Символьные решения уравнения (2.1) в математических системах «Maple» и «Mathematica» соответствуют решениям, полученным ранее в работах [9 – 11]. Незначительные отличия вызваны тем, что здесь изменена система координат:

$$y = C1 \cos(kx) + C2 \sin(kx) + \left[2P^2 h + (2Rd x - qx^2)P + 2EI q \right] / 2P^2 \quad (2.2)$$

В формуле (2.2) обозначено $k = \sqrt{P/EI}$.

Важно отметить, что могут быть разные формы записи уравнения (2.1). Из курса сопротивления материалов известны дифференциальные зависимости между изгибающим моментом, поперечной силой и распределенной нагрузкой:

$$dM / dx = Q, \quad dQ / dx = q \quad (2.3)$$

Дифференцируя уравнение (2.1), записанное в форме равновесия моментов, получаем уравнения в формах равновесия сил и распределенной нагрузки:

$$EI y''' + P y' = -qx + Rd \quad (2.4)$$

$$EI y^{IV} + P y'' = -q \quad (2.5)$$

Простота дифференциального уравнения (2.5) – кажущаяся. Введем в программе «Maple» следующее выражение, соответствующее формуле (2.5):

$$dsolve(\{EI * diff(y(x), x\$4) + P * diff(y(x), x\$2) = -q\}, y(x));$$

Решение имеет вид:

$$y(x) = -C2 EI \sin(kx) / P - C1 EI \cos(kx) / P - qx^2 / 2P + C3 x + C4. \quad (2.6)$$

Уравнение (2.6) еще более громоздко, чем (2.2), так как содержит 4 постоянных интегрирования, подлежащих определению. Выражение (2.2) дифференцируем в «Maple» с помощью функции diff:

diff(в скобке приводится имя функции или правая часть формулы (2.2), x);

Получаем результат:

$$y' = \theta = k C2 \cos(kx) - k C1 \sin(kx) + (2Rd - 2qx) / 2P \quad (2.7)$$

Формула (2.2) в явном виде содержит 3 неизвестных: Rd, C1, C2, но при реализации граничных условий в точке $x = L$ появится четвертая неизвестная величина L, поэтому задаются 4 граничных условия:

$$\begin{aligned} x=0: \quad y &= h; \\ x=L: \quad y &= 0, \quad y' = 0, \quad y'' = 0. \end{aligned} \quad (2.8)$$

Последнее условие означает, что выше точки К (см. рис. 1.1) изгиб компоновки отсутствует, и его подстановка в уравнение (2.1) приводит к обычному уравнению моментов относительно точки К.

С учетом граничных условий (2.8) уравнения (2.1, 2.2, 2.7) приобретают вид:

$$\begin{aligned} k C2 \cos(kL) - k C1 \sin(kL) + (2Rd - 2qL) / 2P &= 0, \\ C2 \sin(kL) + C1 \cos(kL) + h + Rd L / P - qL^2 / 2P + EI q / P^2 &= 0, \\ C1 + EI q / P^2 = 0, \quad Rd L - qL^2 / 2 + Ph &= 0. \end{aligned} \quad (2.9)$$

Угол поворота оси долота можно определить по формуле (2.7) при $x = 0$:

$$Ugd = k C2 + Rd / P \quad (2.10)$$

Полученная система уравнений может быть решена в любой математической программе, например, «MathCAD».

2.2. Пример расчета компоновки в программе «MathCAD»

Для примера выполним расчеты компоновки по формулам (2.9, 2.10) в программе «MathCad» [125], в которой формулы вводятся в наиболее

привычном виде. Компоновка типовая: долото и забойный двигатель диаметрами, соответственно, 215,9 и 195 мм; размерность силы – кН.

Сначала вводим исходные данные:

$$\begin{aligned} zen &:= 40 & P &:= 200 \\ Dd &:= 0.2159 & Dt &:= 0.195 & EI &:= 9408 \\ \alpha &:= \pi \cdot \frac{zen}{180} & q &:= 1.36 \cdot \sin(\alpha) & h &:= \frac{Dd - Dt}{2} & k &:= \sqrt{\frac{P}{EI}} \end{aligned}$$

Далее производится присвоение каких-либо начальных значений известным переменным:

$$Rd := 0 \quad L := 5 \quad C1 := 0 \quad C2 := 0 \quad Ugd := 0$$

Важно отметить, что программа выдаст одно решение, находящееся в окрестностях принятых начальных значений, которые нужно изменить, чтобы найти остальные, и, если решений несколько, часть их может быть утеряна. Это является недостатком программы «MathCAD».

Затем вводится ключевое слово «Given», а после него система уравнений:

$$\begin{aligned} \cos(k \cdot L) \cdot k \cdot C2 - \sin(k \cdot L) \cdot k \cdot C1 + \frac{2 \cdot Rd - 2 \cdot q \cdot L}{2 \cdot P} &= 0 \\ \sin(k \cdot L) \cdot C2 + \cos(k \cdot L) \cdot C1 + h + Rd \cdot \frac{L}{P} - q \cdot \frac{L^2}{2 \cdot P} + \frac{EI \cdot q}{P^2} &= 0 \\ C1 + \frac{EI \cdot q}{P^2} = 0 \quad Rd \cdot L - \frac{q \cdot L^2}{2} + P \cdot h = 0 \quad Ugd = k \cdot C2 + \frac{Rd}{P} \end{aligned}$$

Далее какой-либо переменной, например, w, присваивается имя функции «Find», которая производит вычисления:

$$w := \text{Find}(Rd, L, Ugd, C1, C2)$$

Ответ получаем в виде вектора значений в том порядке, в котором они перечислены в функции Find. Второй столбец результатов получен после изменения зенитного угла (40° на 60°) и осевой нагрузки (200 на 100 кН) в первой строке программы.

$$w = \begin{pmatrix} 2.767 \\ 7.011 \\ -2.981 \times 10^{-3} \\ -0.206 \\ -0.115 \end{pmatrix} \quad w = \begin{pmatrix} 3.735 \\ 6.611 \\ -3.161 \times 10^{-3} \\ -1.108 \\ -0.393 \end{pmatrix}$$

При вводе уравнений знак « $\Leftarrow$ » необходимо вводить с панели инструментов «Boolean» (Булевы операторы), а не с клавиатуры.

2.3. Влияние осевой нагрузки и кривизны оси скважины на отклоняющую силу на долоте

Расчеты компоновок проводятся как с учетом [7, 9, 24 – 26 и др.], так и без учета осевой нагрузки на долото [39, 40, 42, 56 и др.]. При строгом подходе можно выполнить расчет по обоим вариантам и, после сопоставления полученных результатов, принимать решение о целесообразности включения нагрузки на долото в расчетные формулы. Покажем это на примере.

При бурении компоновкой без опорно-центрирующих элементов длина направляющего участка уменьшается и, по-видимому, реакция на долоте именно при такой компоновке должна быть наиболее чувствительна к нагрузке на долото.

Определим расчетные параметры без учета осевой нагрузки. Из уравнения моментов относительно точки К (см. рис. 2.1) следует:

$$Rd = q \cdot L / 2. \quad (2.11)$$

Подставляя это значение Rd в формулу (2.1) и принимая $P = 0$, после интегрирования имеем:

$$EI y' = qLx^2 / 4 - qx^3 / 6 + C \quad (2.12)$$

$$EI y = qLx^3 / 12 - qx^4 / 24 + Cx + D \quad (2.13)$$

Используя граничные условия (2.8), получаем:

$$C = -qL^3 / 12; \quad D = EI h = EI(Dd - Dt) / 2$$

Подстановкой C и D в (2.13) с использованием условия (2.8), получаем выражение для определения длины направляющего участка:

$$L = \sqrt[4]{12EI(Dd - Dt)/q} \quad (2.14)$$

Угол поворота оси долота при изгибе можно определить по формуле (2.12) при $x = 0$:

$$Ugd = -qL^3 / 12EI \quad (2.15)$$

В табл. 2.1 приведены результаты расчета величин Rd , Ugd , L для компоновки, включающей долото и забойный двигатель диаметрами, соответственно, 215,9 и 195 мм. При $P=100$ и 200 кН производилось решение системы уравнений (2.9), как это описано выше, а при $P = 0$ использовались простые формулы (2.11, 2.14, 2.15).

Таблица 2.1

**Результаты расчета компоновок
без опорно-центрирующих элементов**

Зенитный угол, град		20	40	60	80
Rd, кН	При $P = 0$	1,96	3,15	3,94	4,34
	$P = 100$ кН	1,8	2,96	3,74	4,13
	$P = 200$ кН	1,63	2,77	3,53	3,86
Ugd, рад	$P = 0$	-0,00248	-0,00290	-0,00312	-0,00323
	$P = 100$	-0,00252	-0,00294	-0,00316	-0,00326
	$P = 200$	-0,00257	-0,00298	-0,00320	-0,00330
L, м	$P = 0$	8,44	7,21	6,69	6,48
	$P = 100$	8,28	7,11	6,61	6,41
	$P = 200$	8,13	7,01	6,53	6,37

По результатам расчетов видно, что осевая нагрузка способствует уменьшению реакции со стороны нижней стенки скважины. Максимальная разница в решениях доходит до 20%, но при значениях нагрузки на долото, обычно применяемых на практике, её влияние на отклоняющую силу не превышает 10 %, а при наличии в компоновке центраторов им можно вообще пренебречь. Длина направляющего участка L и угол поворота оси долота относительно оси скважины Ugd мало реагируют на изменение осевой нагрузки.

В работе [42] приведены результаты расчетов для следующей компоновки: 214-мм долото, двухсекционный турбобур диаметром 195 мм,

210-мм центратор на расстоянии 2 – 3 м от долота. Часть этих результатов для прямолинейно-наклонного ствола скважины (зенитный угол 10°) приведена в табл. 2.2, из которой видно, что при отсутствии кривизны скважины влияние осевой нагрузки на величину отклоняющей силы вообще отсутствует. Оно появляется лишь при наличии кривизны скважины, т.е. увеличении или уменьшении зенитного угла, но «столь незначительно, что им можно пренебречь» [42].

Таблица 2.2

Влияние осевой нагрузки на величину отклоняющей силы [41]

Расстояние до центратора, м	Осевая нагрузка, кН	Отклоняющая сила, кН	
		без учета осевой нагрузки	с учетом осевой нагрузки
2	150	0,81	0,81
2	300	0,81	0,81
2,5	150	0,79	0,79
2,5	300	0,79	0,79
3	150	0,67	0,67
3	300	0,67	0,67

Истинное значение отклоняющей силы на долоте определить невозможно, её теоретический расчет содержит неопределенности, связанные с выработкой стенок скважины (уширением ствола [3, 24]), её податливостью. Это также подтверждает нецелесообразность включения в расчетную схему осевой нагрузки при расчете компоновок с опорно-центрирующими элементами.

Приведенные выше расчеты компоновки без ОЦЭ (или с калибратором уменьшенного диаметра) выполнены в предположении, что компоновка находится на прямолинейно-наклонном участке скважины, т.е. на некотором интервале начала участка естественного снижения зенитного угла или в его конце, когда зенитный угол стабилизируется при некотором небольшом значении α .

В СибНИИНП были получены зависимости интенсивности снижения зенитного угла от его величины с учетом типа долота (рис. 2.2) [42, 56]. В предположении, что траектория скважины представляет собой дугу окружности по величине i_a можно определить радиус R этой окружности:

$$R = 5732,5 / i_{\alpha} \quad (i_{\alpha} - \text{в град}/100\text{м}).$$

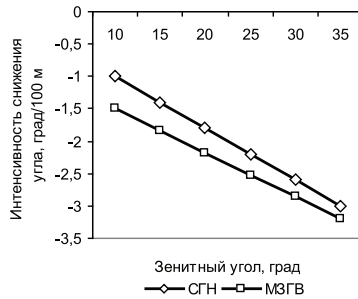


Рис. 2.2. Интенсивность искривления скважины на участке естественного снижения зенитного угла (компоновка без опорно-центрирующих элементов)

На рис. 2.3 показана траектория $K-K_1$ движения центра долота по дуге радиусом R . Касательная к оси скважины поворачивается на угол φ , а хорда, стягивающая точки K, K_1 — на угол $\varphi / 2$. На длине направляющего участка L центр долота опустится на величину h_R по отношению к прямолинейно-наклонному положению оси скважины. Из рисунка видны следующие геометрические соотношения:

$$h_R = L \cdot \varphi / 2, \quad \varphi = L / R, \quad h_R = L^2 / 2R.$$

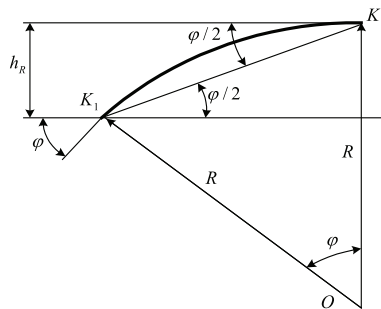


Рис. 2.3. Геометрические характеристики искривленного участка скважины

На рис. 2.4 линией 2 – 3 показано положение компоновки на искривленном участке скважины, а линией 1 – на прямолинейном. Точка К оси долота условно показана лежащей на стенке скважины. Из рисунка видно, что центр долота (точка D) опускается на величину h_R , и в граничные условия (2.8) необходимо внести следующие изменения:

$$\begin{aligned} x=0: \quad y &= h - h_R; \\ x=L: \quad y'' &= -1/R. \end{aligned} \quad (2.16)$$

Последнее соотношение получено следующим образом. Из дифференциального уравнения упругой линии следует:

$$y'' = -M/EI, \quad y'' \approx K \approx -1/R.$$

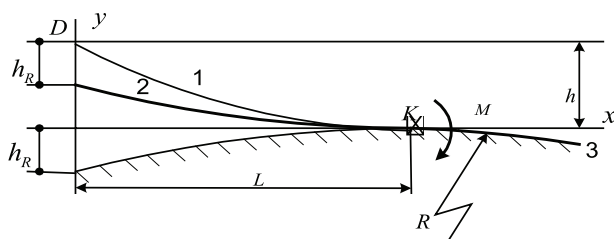


Рис. 2.4. Расположение компоновки в искривленной скважине

Знак минус поставлен потому, что в принятой системе координат от момента М сжатая часть сечения балки (корпуса забойного двигателя) находится ниже оси x. Результаты расчетов с учетом изменения граничных условий представлены в табл. 2.3.

Таблица 2.3

Результаты расчета компоновки с учетом кривизны оси скважины

α , град		20	40	60	80
P = 0 (МНП)	Rd, кН	1	2,1	2,8	3,1
	L, м	7,3	6,5	6,1	5,9
	Ugd, рад	-0,00031	-0,00040	-0,00080	-0,00093

α , град		20	40	60	80
$P = 20$ кН	Rd, кН	1,1	2,1	2,8	3,1
	L, м	7,5	6,5	6,1	5,9
	θ , рад	-0,00023	-0,00040	-0,00070	-0,00090
$P = 100$ кН	Rd, кН	0,8	1,8	2,5	2,9
	L, м	7,0	6,3	6,0	5,8
	θ , рад	-0,00008	-0,00070	-0,00100	-0,00110
$P = 200$ кН	Rd, кН	0,5	1,6	2,2	2,6
	L, м	6,8	6,2	5,9	5,7
	θ , рад	-0,00040	-0,00090	-0,00120	-0,00130

Интенсивность искривления принята в соответствии с промышленными данными – 3 град/100 м (см. рис. 2.2). Первая группа данных при $P = 0$ получена расчетом по методу начальных параметров (МНП), о котором речь будет идти ниже. Сравнивая данные табл. 2.1 и 2.3, видим, что искривление оси скважины вносит существенные изменения в результаты расчетов и приводит к уменьшению реакции на долоте. Если происходит увеличение зенитного угла (компоновка с ОЦЭ), кривизна оси скважины также вызывает уменьшение отклоняющей силы на долоте.

2.4. Методика расчета компоновок с использованием уравнений трёх моментов

Рассмотренный выше метод расчета компоновок путем непосредственного интегрирования дифференциального уравнения упругой линии имеет ряд недостатков. Форма решения, включающая функции «Sin, Cos», неудобна в математическом отношении, так как затруднены некоторые важные математические преобразования для анализа решения, не виден физический смысл полученных выражений, невозможна проверка условия $P = 0$ (деление на ноль) и т.д. В этом отношении намного более удобные решения дает метод с использованием уравнений трех моментов (метод 3М), являющийся разновидностью метода сил, предназначенного для расчета статически неопределимых систем.

В методе сил основная система (статически определимая) получается путем замены лишних связей неизвестными реакциями, здесь же лишние

опоры заменяются шарнирами с добавлением моментов, значения которых неизвестны, их требуется определить. В результате многопролетная неразрезная балка заменяется системой, состоящей из совокупности однопролетных балок. В основе получаемой при этом системы алгебраических уравнений лежит граничное условие на шарнирах – равенство углов поворота сечений справа и слева. Каждое уравнение содержит не более трех неизвестных независимо от числа опор (центраторов).

На основе этого метода выполнены многочисленные исследования под руководством М.П.Гулизаде (см. раздел 1). Учет разновысотности опор, являющейся особенностью расчета КНБК, осуществляется на основе положений, изложенных в трудах С.П.Тимошенко. Наиболее удобной для рассмотрения в качестве примера является компоновка с двумя опорно-центрирующими элементами. Основная система [126] представлена на рис. 2.5 с обозначениями: D – долото, К – точка контакта забойного двигателя со стенкой скважины. Центраторы заменены шарнирами 1, 2 с неизвестными моментами M_1, M_2 .

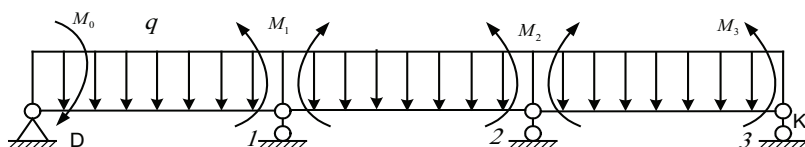


Рис. 2.5. Основная система

За счет удаления лишних связей, препятствующих взаимному повороту сечений в местах расположения шарниров, система становится статически определимой. Изгибающие моменты M_0, M_1, M_2 равны действительным значениям изгибающих моментов в местах расположения шарниров и определяются из условия равенства углов поворота смежных сечений балки над шарнирами:

$$\theta_{1,1} = \theta_{1,2}, \quad \theta_{2,2} = \theta_{2,3} \quad (2.17)$$

В формуле (2.17) первый индекс – номер шарнира, второй – пролета. Углы θ являются следствием заданной распределенной нагрузки q и неизвестных моментов M , действующих на простые однопролетные балки, расположенные между шарнирами. Используя принцип независимости действия сил, можно записать:

$$\theta_{1,1}^q + \theta_{1,1}^m = \theta_{1,2}^q + \theta_{1,2}^m, \quad (2.18)$$

$$\theta_{2,2}^q + \theta_{2,2}^m = \theta_{2,3}^q + \theta_{2,3}^m. \quad (2.19)$$

Величины, входящие в (2.18, 2.19) можно определить по известным формулам [127]:

$$EI \theta_A = -SB/L, \quad EI \theta_B = S_A/L. \quad (2.20)$$

Формулы (2.20) записаны для простой балки АВ длиной L (A – левый её конец, B – правый) для нагрузки любого вида. Величины S_B , S_A – это статические моменты эюр изгибающих моментов, соответственно, относительно точек A и B . Формулы (2.18, 2.19) должны отражать граничные условия (ГУ), о которых в рассматриваемом случае можно сказать следующее.

Изгибающий момент на долоте $M_0 = 0$ (это условие принимается всеми исследователями). В месте расположения третьего шарнира бурильная колонна (забойный двигатель) лежит на нижней стенке скважины, поэтому принимается $M_3 = 0$. На первом центраторе имеются углы перекося β_1 и β_2 , на втором – углы β_2 и β_3 (рис. 2.6). Согласно С.П.Тимошенко [68] эти углы вносятся в виде поправок в уравнения (2.17).

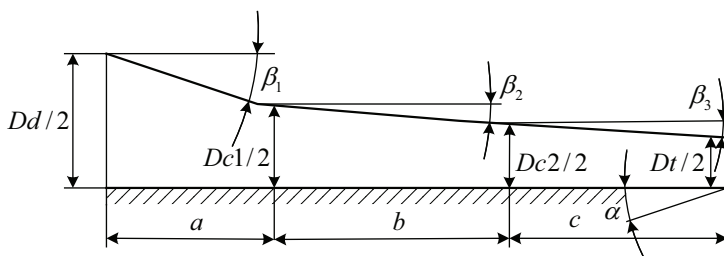


Рис. 2.6. Углы несоосности участков компоновки

Жесткость и весовые характеристики могут для каждого участка иметь разные значения, но применительно к рассматриваемому случаю их можно принять одинаковыми.

На рис. 2.7 показаны эпюры изгибающих моментов для первой и второй простых балок, разнесенных в стороны для наглядности, между которыми находится первый центратор. Они построены отдельно от действия

заданной распределенной нагрузки q и неизвестных моментов M_1, M_2 . По формуле (2.20) имеем:

$$\theta_{1,1}^M = \frac{S_{1,0}^M}{E a} = \frac{M_1 a \cdot 2 a}{2 \cdot 3} = \frac{M_1 \cdot a}{3 \cdot EI} \quad (2.21)$$

Для определения $S_{2,2}^M$ трапеция разбивается на 2 треугольника, что в итоге дает:

$$\theta_{1,2}^i = -\frac{S_{2,2}^M}{EI \cdot b} = -\frac{2 M_1 b + M_2 \cdot b}{6 \cdot EI} \quad (2.22)$$

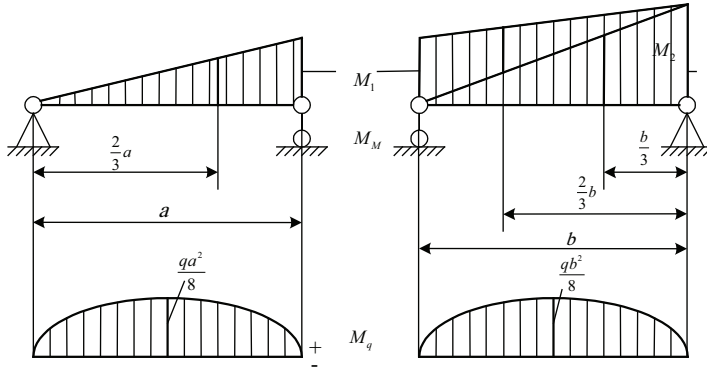


Рис. 2.7. К определению статических моментов эюр

Учитывая, что площади эюр M_q составляют, соответственно, $q a^3 / 12$ и $q b^3 / 12$, получаем:

$$\theta_{1,1}^q = \frac{q \cdot a^3}{24 EI}, \quad (2.23)$$

$$\theta_{1,2}^q = -\frac{q b^3}{24 EI} \quad (2.24)$$

Далее, подставляя уравнения (2.21 – 2.24) в уравнение (2.18) с учетом граничных условий по С.П. Тимошенко, получаем для шарнира на первом центраторе:

$$\frac{M_1 a}{3 EI} + \frac{q a^3}{24 EI} - \frac{Dd - Dc_1}{2 a} + \frac{M_1 b}{3 EI} + \frac{M_2 b}{6 EI} + \frac{q b^3}{24 EI} + \frac{Dc_1 - l}{2 b} \quad (2.25)$$

Аналогично составляется уравнение для шарнира, находящегося на втором центраторе. Оно имеет вид:

$$\frac{M_1 b}{6EI} + \frac{M_2 b}{3EI} + \frac{q b^3}{24EI} - \frac{Dc_1 - Dc_2}{2b} + \frac{M_2 x}{3EI} + \frac{q x^3}{24EI} + \frac{Dc_2 - Dt}{2x} = 0 \quad (2.26)$$

Для шарнира, находящегося в точке контакта КНБК со стенкой скважины получаем:

$$\frac{M_2 x}{6EI} + \frac{qx^3}{24EI} - \frac{Dc_2 - Dt}{2x} = 0 \quad (2.27)$$

Система уравнений (2.25 – 2.27) позволяет определить неизвестные значения M_1 , M_2 , x . Зная их, можно построить эпюры поперечных сил, вызванных действием заданной распределенной нагрузки и вычисленных изгибающих моментов. Согласно принципу независимости действия сил их можно рассматривать отдельно (рис. 2.8).

Нижняя эпюра поперечных сил в КНБК получается суммированием эпюр Q_q и Q_m . Значения Q в характерных точках составляют:

$$\begin{aligned} Q_1 &= \frac{M_1}{a} + \frac{qa}{2}, \quad Q_2 = \frac{M_1}{a} - \frac{qa}{2}, \\ Q_3 &= \frac{M_2 - M_1}{b} + \frac{qb}{2}, \quad Q_4 = \frac{M_2 - M_1}{b} - \frac{qb}{2}, \\ Q_5 &= \frac{qx}{2} - \frac{M_2}{x}, \quad Q_6 = -\left(\frac{M_2}{x} + \frac{qx}{2}\right). \end{aligned}$$

На рис. 2.8 для примера показан случай, когда все реакции положительны, т.е. направлены со стороны нижней стенки скважины.

Реакции на долоте и ОЦЭ (скачки на эпюре $Q_{\square}$) равны:

$$\begin{aligned} Rd &= \frac{qa}{2} + \frac{M_1}{a} \\ Rc_1 &= \frac{qa + qb}{2} - \frac{M_1}{a} - \frac{M_1 - M_2}{b} \\ Rc_2 &= \frac{qb + qx}{2} + \frac{M_1 - M_2}{b} - \frac{M_2}{x} \end{aligned} \quad (2.28)$$

Точно так же, как выше определялись углы поворота оси компоновки на центраторах (формулы 2.21 – 2.24), можно определить угол поворота оси долота от изгиба:

$$\theta_{0,1} = \theta_{0,1}^M + \theta_{0,1}^q, \quad \theta_{0,1}^M = -\frac{S_{1,1}^M}{E a}, \quad \theta_{0,1}^q = -\frac{S_{1,1}^q}{E a}.$$

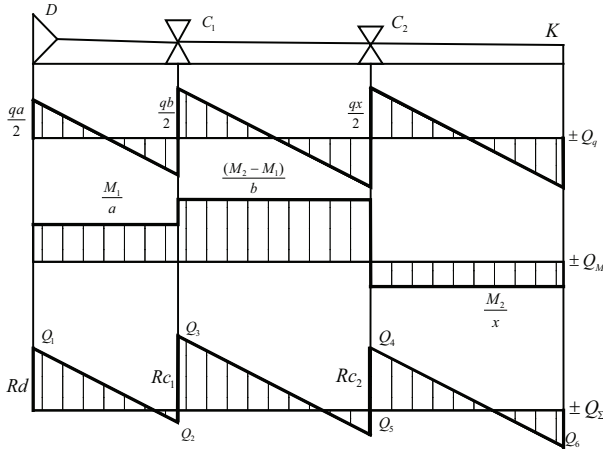


Рис. 2.8. Эпюры к расчету реакций на долоте и центраторах

Подставив выражения для статических моментов эпюр $S_{1,1}^M$, $S_{1,1}^q$, получим величину угла поворота оси долота:

$$\theta_d = -\left(\frac{M_1 a}{6EI} + \frac{qa^3}{24EI} \right) \quad (2.29)$$

На центраторах углы поворота определяются по формулам:

$$\theta_{c_1} = \frac{M_1 a}{3EI} + \frac{qa^3}{24EI} \quad (2.30)$$

$$\theta_{c_2} = \frac{M_1 b}{6EI} + \frac{M_2 b}{3EI} + \frac{qb^3}{24EI} \quad (2.31)$$

Расчеты по формулам (2.28) при различных значениях диаметров ОЦЭ и расстояний до мест их установки показали, что реакция R_{c_1} в некоторых случаях становится отрицательной. Это означает, что центратор находится во взаимодействии с верхней стенкой скважины. Расчетные уравнения были выведены с использованием расчетной схемы, пред-

усматривающей контакт всех ОЦЭ с нижней стенкой, и отрицательный результат в этом случае означает, что к центратору должна быть приложена некая сила сверху, принудительно приводящая систему к заданной расчетной схеме. Естественно, что верхняя стенка не может прижимать центратор к нижней стенке скважины, поэтому расчет надо вести по схеме, показанной на рисунке 2.9. Из рисунка видно, что по сравнению с первой схемой изменился знак угла β_1 и величина угла β_2 .

$$\beta_2 = \beta_2^I + \beta_2^{II}$$

$$\beta_2^I = 2(Dd - Dc_2) / b, \quad \beta_2^{II} = 2(Dc_1 - Dc_2) / b,$$

$$\beta_2 = (2Dd - Dc_1 - Dc_2) / 2b$$

Эти значения вносятся в уравнения (2.25, 2.26) и при получении $RC_1 < 0$ по первой схеме расчет ведется по второй с учетом сделанных поправок.

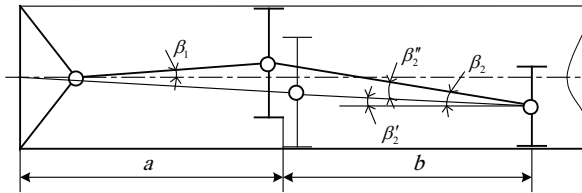


Рис. 2.9. Схема контакта центратора с верхней стенкой скважины:
а – расстояние от долота до первого центратора, b – расстояние между центраторами

Реакция на первом центраторе при расчете по второй схеме должна получаться отрицательной. Однако бывают варианты таких геометрических параметров КНБК, при которых по первой схеме $Rc_1 < 0$, переходим на вторую и получаем $Rc_1 > 0$. В этом случае некая сила, направленная со стороны нижней стенки скважины, приводит центратор в контакт с верхней, чтобы реализовалась вторая схема. Этого быть не может и означает то, что в данном режиме первый центратор вообще не взаимодействует со стенками скважины и работает только верхний центратор. Компонировка должна быть спроектирована таким образом, чтобы исключить контакт любого центратора с верхней стенкой скважины.

2.5. Метод начальных параметров

Метод раскрытия статической неопределенности неразрезных многопролетных балок с помощью уравнений трех моментов (3М) имеет преимущества по сравнению с непосредственным интегрированием дифференциального уравнения упругой линии, но система уравнений остается довольно громоздкой. Метод требует задания граничных условий, отражающих разновысотность опор, через углы несоосности расположения участков компоновки в скважине. Нам представляется, что применительно к компоновкам с опорно-центрирующими элементами граничные условия на опорах лучше задавать не в виде углов, а в естественном виде, как известные величины прогибов балки, равные радиальному зазору между ОЦЭ и стенкой скважины (полуразности диаметров долота и соответствующего центратора). Реализация граничных условий таким способом возможна, если применить известный в сопротивлении материалов метод начальных параметров. Это строгий метод, так как основан на решении дифференциального уравнения упругой линии.

Суть его состоит в следующем. Расчетная схема приводится к виду, показанному на рис. 2.10 [126]. По методу начальных параметров для любого сечения балки можно рассчитать величины прогиба и угла поворота сечения по следующим формулам:

$$\left. \begin{aligned} EI\vartheta &= EJ\theta_0 + \sum \frac{Mc}{1!} + \sum \frac{Pc^2}{2!} + \sum \frac{qc^3}{3!}; \\ EIy &= EJy_0 + \frac{EJ\theta_0 x}{1!} + \sum \frac{Mc^2}{2!} + \sum \frac{Pc^3}{3!} + \sum \frac{qc^4}{4!}, \end{aligned} \right\} (2.32)$$

где $3! = 1 \cdot 2 \cdot 3 = 6$; $4! = 1 \cdot 2 \cdot 3 \cdot 4 = 24$.

В формулах (2.32) y_0 , θ_0 – прогиб и угол поворота сечения в начале координат (начальные параметры).

Решение можно значительно упростить, если избавиться от постоянных интегрирования, зависящих от угла поворота сечения и прогиба балки в начале координат (y_0 , θ_0). Условия, при которых $y_0 = 0$, $\theta_0 = 0$ соответствуют точке К контакта забойного двигателя с нижней стенкой скважины (см. рис. 2.1), местоположение которой заранее неизвестно.

Во всех известных нам публикациях начало координат располагается в центре долота. Расчетная схема с нетрадиционным расположением системы координат приведена на рис. 2.11, на котором показана ось КНБК с двумя центраторами. Точка D соответствует долоту, В, С – верхнему и нижнему центраторам, О – месту контакта забойного двигателя со стенкой скважины.

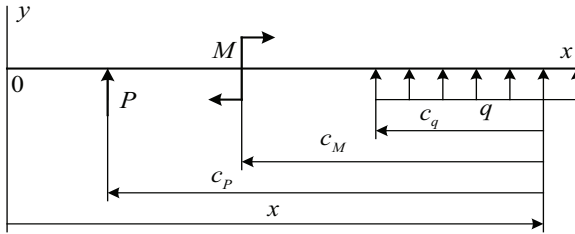


Рис. 2.10. Схема к методу начальных параметров

Уравнение прогибов (2.32) по методу начальных параметров, записанное применительно к рассматриваемой схеме с учетом начальных условий, для точки «В» имеет вид:

$$EIy_B = EI \frac{Dc_2 - Dt}{2} = \frac{R_0 \cdot L_0^3}{6} - \frac{q \cdot L_0^4}{24}; \quad (2.33)$$

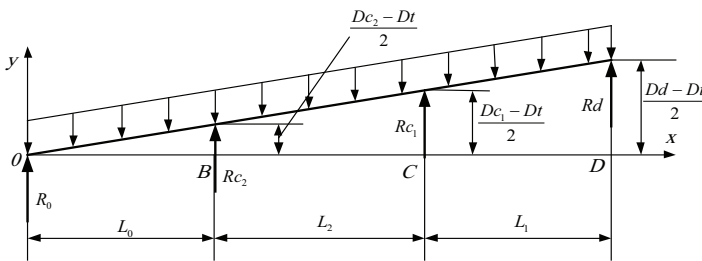


Рис. 2.11. Схема расчета компоновки по методу начальных параметров

для точки «С»:

$$EIy_c = EI \frac{Dc_1 - Dt}{2} = \frac{R_0 \cdot (L_0 + L_2)^3}{6} + \frac{Rc_2 \cdot L_2^3}{6} - \frac{q \cdot (L_0 + L_2)^4}{24}; \quad (2.34)$$

для точки «D»:

$$EIy_D = EI \frac{Dd - Dt}{2} = \frac{R_0 \cdot (L_0 + L_2 + L_1)^3}{6} + \frac{Rc_2 \cdot (L_2 + L_1)^3}{6} + \frac{Rc_1 \cdot L_1^3}{6} - \frac{q \cdot (L_0 + L_2 + L_1)^4}{24}. \quad (2.35)$$

В формулах (2.33 – 2.35) обозначено:

$$y_B = \frac{Dc_2 - Dt}{2}; \quad y_C = \frac{Dc_1 - Dt}{2}; \quad y_D = \frac{Dd - Dt}{2}.$$

В рассматриваемой задаче имеется пять неизвестных величин: Rd , Rc_1 , Rc_2 , R_0 , L_0 . По методу начальных параметров записано три уравнения, т.е. их недостаточно для раскрытия статической неопределенности, и, действительно, применение метода начальных параметров описано в литературе только для статически определимых систем. Систему уравнений (2.33 – 2.35) можно дополнить двумя уравнениями равновесия: либо уравнениями моментов, либо одним уравнением моментов и одним уравнением проекций сил на ось y .

Уравнение моментов относительно точки «D»:

$$\Sigma M_D = R_0(L_0 + L_2 + L_1) + Rc_2(L_1 + L_2) + Rc_1L_1 = q(L_0 + L_1 + L_2)^2 / 2 \quad (2.36)$$

Уравнение моментов относительно точки «O»:

$$\begin{aligned} \Sigma M_O &= Rd(L_0 + L_2 + L_1) + Rc_1(L_0 + L_2) + Rc_2 \cdot L_0 = \\ &= \frac{q(L_0 + L_2 + L_1)^2}{2}. \end{aligned} \quad (2.37)$$

Система уравнений (2.33 – 2.37) легко решается в любой математической системе, например, «MathCAD» [125] или «Maple» [127]. Результатом решения являются величины Rd , Rc_1 , Rc_2 , R_0 , L_0 , зная которые, можно вычислить и вывести графически прогиб и угол поворота сечения в любой точке КНБК; соответствующая программа приведена ниже.

При большом числе центраторов можно составить общее выражение, применимое к любому центратору, и запрограммировать решение получаемой системы уравнений. Но при этом число членов уравнений увеличивается (в методе трех моментов оно остается постоянным), поэтому желательно, чтобы количество центраторов не превышало 2 – 3, что вполне достаточно для расчетов компоновок, представляющих интерес для Западной Сибири.

Система уравнений (2.33 – 2.37) решалась в «Maple» при различных значениях зенитного угла и диаметров центраторов, и во всех рассмотренных случаях результаты расчета по МНП и методу трех моментов полностью совпали. Однако, не исключено, что при каких-то иных геометрических параметрах КНБК результаты расчетов указанными методами могут отличаться, и тогда выбор нужно будет сделать в пользу МНП ввиду более корректного задания граничных условий.

Необходимо отметить, что МНП имеет ограничение в применении, связанное с условием постоянства жесткости по длине компоновки. Если в типовой КНБК на валу забойного двигателя используются переводники, они должны изготавливаться из УБТ (УБТС) диаметром 178 мм (диаметр долота 215,9 мм). Жесткость на изгиб турбобуров ЗТСШ1, А7ГТШ составляет 9400, 10000 кН·м², а УБТ-178 – 9667 кН·м² [24], т.е. при расчете типовой компоновки жесткость можно принять равной жесткости забойного двигателя. В иных случаях перед применением МНП нужно оценить степень влияния указанного фактора, например, методом трех моментов.

2.6. Метод конечных разностей

Численные методы расчёта, к которым относится метод конечных разностей, в принципе, позволяют решать задачи любой сложности (например, по геометрической форме или граничным условиям), которые нельзя решить аналитическими методами. В связи с появлением мощных математических программ (MatLab, Maple, Mathematica и др.) за последние годы роль численных методов значительно возросла. Пример расчёта компоновки с применением МКР приведён в работе [46]. Решения, полученные для компоновок с центраторами, подтверждают, что влияние осевой нагрузки на величины реакций на долоте и центраторах незначительно, и её можно не учитывать.

2.7. Метод конечных элементов

При расчетах компоновки низа бурильной колонны, оснащенной опорно-центрирующими элементами, она рассматривается как статически неопределимая балка, нагруженная сосредоточенной осевой и распределенной поперечной нагрузкой (q). Чаще всего жесткость турбобура (EI) и величина q принимаются постоянными по длине компоновки, иногда КНБК разделяется на участки с различными значениями E , q , но при этом турбобур с валом принимаются за единое целое. В работе [128] проведено сравнение экспериментально определенной жесткости турбобура с результатами расчета. Эксперимент построен на определении стрелы прогиба турбобура, нагруженного сосредоточенной силой, приложенной на середине пролета между опорами, на которых вывешен турбобур. Конструкция турбобура постоянна только между радиальными опорами секций, поэтому при изменении расположения опор жесткость изменяется. Применительно к расчету КНБК требуется значение жесткости, соответствующее расположению центраторов, но получение таких данных нереально.

Жесткость вала турбобура, оснащенного комплектом роторов турбины, значительно ниже, чем у его корпуса (с учетом статоров). При экспериментальном определении величины EI получается интегральная характеристика, и находит отражение то обстоятельство, что вал взаимодействует с корпусом только в местах расположения радиальных опор, повышая при этом жесткость турбобура в целом. Простое суммирование жесткостей вала (EI_v) и корпуса (EI_k) [128] дает результаты, сопоставимые с экспериментом, по-видимому, за счет того, что величина EI_v приблизительно эквивалентна эффекту передачи жесткости системе от вала через радиальные опоры. Даже в том случае, если жесткость забойного двигателя определена в соответствии с рассчитываемой компоновкой, остается вопрос относительно применяемой расчетной схемы. В большинстве расчетов КНБК требуется определение реакции на долоте со стороны стенки скважины (R_d), от которой зависит её траектория. В реальной компоновке реакция действует на вал шпинделя, взаимодействующий с корпусом турбобура только через радиальные опоры шпинделя и секций турбобура. Поскольку весовые и жесткостные характеристики вала и корпуса различны, их изгиб про-

исходит по-разному. Кроме того, валы шпинделя и секций отличаются по конструкции, а радиальная опора шпинделя может иметь разную степень износа, что также сказывается на форме изогнутой оси вала и его взаимодействии с корпусом ЗД. Это весьма сложная система, расчет которой возможен только численными методами. Наибольшее распространение среди них в настоящее время имеет метод конечных элементов (МКЭ), на основе которого создан ряд программных комплексов: NASTRAN, COSMOS, ABAQUS и др. Из них наибольшее применение в нашей стране имеет комплекс ANSYS, позволяющий решать не только задачи механики деформируемого твердого тела, но и из любой другой области (первые подробные публикации по ANSYS датируются 2003-м годом [129]).

Главной задачей пользователя программы является создание геометрической и расчетной моделей. Несмотря на поразжающее воображение возможности ANSYS, это, как и любая другая программа, – инструмент, и для решения конкретной задачи требуются понимание её сути, информация о граничных условиях и т.д. После приложения нагрузок, включающих и все граничные условия, решение выполняет программа, при работе с которой встречаются специфические моменты. Например, если задать известные координаты центра долота и оси турбобура в местах расположения центраторов, как это делается, например, в методе начальных параметров, ANSYS воспримет центратор как жесткий отклонитель. Необходимо создать недеформированную модель, а затем приложить нагружение перемещением на долоте и центраторах.

Для опробования программы сначала была создана геометрическая модель КНБК по традиционной расчетной схеме, т.е. с представлением турбобура, как единого целого, в виде статически неопределимой балки. Компоновка: долото и турбобур диаметрами, соответственно, $D_d = 215,9$ и $D_t = 195$ мм (имеет большое распространение в Западной Сибири); центратор установлен на расстоянии 2,5 м от долота; зенитный угол 30° и 60° . Для моделирования плоского изгиба использовался балочный конечный элемент (КЭ) «Beam 3» [129, 130]. Рассмотрен участок компоновки длиной 19 м, на который нанесена сетка из 76 КЭ выбранного типа длиной по 0,25 м, имеющих 77 узлов. К узлу №1, соответствующему долоту, прикладывается перемещение 0,0105 м, а к узлу №12, расположенному на расстоянии 2,5 м – 0,0095 м (при диаметре центратора 214 мм) или 0,0085 м

(при $D_c = 214$ мм). Перемещения показывают положение оси компоновки после ее нагружения и определяются, соответственно, как $(D_d - D_t)/2$ и $(D_c - D_t)/2$. Начиная с узла № 45, на все последующие узлы наложено ограничение на перемещение по координате u . Длину участка между центратором и точкой контакта турбобура со стенкой скважины предварительно можно определить по формуле, приведенной в работе [39]. После получения решения необходимо убедиться, что все реакции в указанных узлах имеют положительное значение; в противном случае изменить положение точки контакта 3Д со стенкой скважины и повторить решение. В результате выполнения программы можно получить значения реакций и все виды перемещений и напряжений (включая главные и эквивалентные) для любого из 77 узлов в графической и табличной форме. Программа, записанная в любом текстовом редакторе (с расширением txt), вызванная в ANSYS, исполняется.

Приведенному выше описанию соответствует следующий текст программы [72]:

/filnam,KNBK ! введено имя файла (! – комментарий, программой игнорируется)

/PREP7 ! вход в препроцессор для подготовки модели

/UNITS,SI ! выбрана система единиц СИ

ET,1,BEAM3 !выбран балочный элемент типа «Beam3» (плоский изгиб)

KEYOPT,1,9,9 ! назначено по 9 промежуточных точек в каждом КЭ

R,1,0.0117,4.704E-5,0.195 !введены константы КЭ: площадь сечения, момент инерции, высота

MP,EX,1,2E11 ! введен модуль упругости

K,1,0,0\$ K,2,19,0\$ L,1,2 ! по двум ключевым точкам построена линия (знак \$ разрешает запись нескольких команд в одной строке)

LESIZE,ALL,,,76\$ LMESH,ALL ! на линию нанесена сетка из 76 конечных элементов и дана команда на ее построение

FINISH\$ SOLU\$!вход в модуль проведения вычислений

ANTYPE,STATIC ! указание типа решаемой задачи

D,1,UY,0.0105\$ D,12,UY,0.0095 ! нагружение перемещением на долоте и центраторе (все нагрузки и граничные условия можно вводить и в препроцессоре)

D,2,UY,\$ *DO,I,43,77\$ D,I,UY,\$ *ENDDO ! моделирование контакта 3Д со стенкой скважины наложением ограничения на перемещение по оси u

*DO,I,1,76\$ SFBEAM,I,1,PRES,680\$ *ENDDO ! ко всем КЭ приложе-
на равномерная распределенная нагрузка 680 Н

SOLVE\$ FINISH

ETABLE,QI,SMISC,2\$ ETABLE,QJ,SMISC,62\$ PLLS,QI,QJ

ETABLE,MI,SMISC,6\$ ETABLE,MJ,SMISC,66\$ PLLS,MI,MJ

ETABLE,SI,NMISC,1\$ ETABLE,SJ,NMISC,21\$ PLLS,SI,SJ

Последними командами создаются таблицы результатов расчета поперечной силы Q , изгибающего момента M и эквивалентного напряжения S (по Мизесу) с построением эпюр. В табл. 2.4 приведены результаты расчетов компоновки, выполненных в программе «Maple» методом начальных параметров (МНП) и в ANSYS; их некоторое расхождение можно считать незначимым.

Таблица 2.4

**Сравнение результатов расчетов КНБК, выполненных
аналитическим методом и в ANSYS**

Диаметр центратора 212 мм, зенитный угол 30°							
Реакция на до- лите, кН		Реакция на цен- траторе, кН		Угол поворота оси долота, рад		Угол поворо- та оси КНБК на центраторе	
1	2	3	4	5	6	7	8
МНП	ANSYS	МНП	ANSYS	МНП	ANSYS	МНП	ANSYS
-1,302	-1,277	6,507	6,473	$5,9 \cdot 10^{-4}$	$6,1 \cdot 10^{-4}$	$1,21 \cdot 10^{-3}$	$1,20 \cdot 10^{-3}$
Диаметр центратора 214 мм, зенитный угол 60°							
-2,267	-2,24	11,02	10,98	$4,8 \cdot 10^{-5}$	$7 \cdot 10^{-5}$	$1,12 \cdot 10^{-3}$	$1,1 \cdot 10^{-3}$

Продольные размеры турбобура, приведенные на рис. 2.12, а также характеристики сечений его корпуса и валов, приняты на основании данных, содержащихся в работе [131], и составили: площадь сечения корпуса (с учетом статоров) $0,0117 \text{ м}^2$; вала шпинделя – $0,007 \text{ м}^2$; вала секций (с учетом роторов) – $0,0068 \text{ м}^2$; момент инерции корпуса $4,45 \cdot 10^{-5} \text{ м}^4$; вала шпинделя – $6,7 \cdot 10^{-6} \text{ м}^4$, вала секций – $3,6 \cdot 10^{-6} \text{ м}^4$.

Оси вала и корпуса турбобура в местах расположения средин радиальных опор совпадают. Во избежание наложения осей друг на друга при их изображении, для наглядности, радиальные опоры на геометрической модели представлены как перемычки между корпусом и валом турбобура

(рис. 2.13). Они жестко связаны с корпусом турбобура (применена операция «склеивания линий»), а в точках их взаимодействия с валом, показанных черными треугольниками, моделируются режимы работы радиальной опоры с учетом её износа.

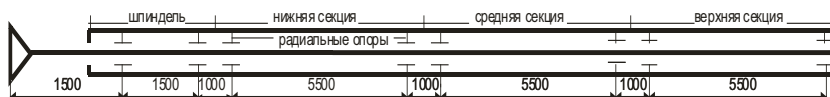


Рис. 2.12. Схема турбобура

Жесткость перемычек принята равной жесткости корпуса турбобура, что эквивалентно их отсутствию и исключает влияние на результаты расчетов. Ниже описана последовательность шагов по созданию геометрической и расчетной моделей. Как указывалось выше, типом выбранного конечного элемента (КЭ) является «Beam 3», требующий установки констант, которыми являются характеристики сечения: площадь, момент инерции, высота. Введены три константы: для корпуса турбобура, вала шпинделя и вала секций. Из свойств материала можно ограничиться заданием только модуля упругости (коэффициент Пуассона по умолчанию устанавливается равным 0,3, т.е. для стали).

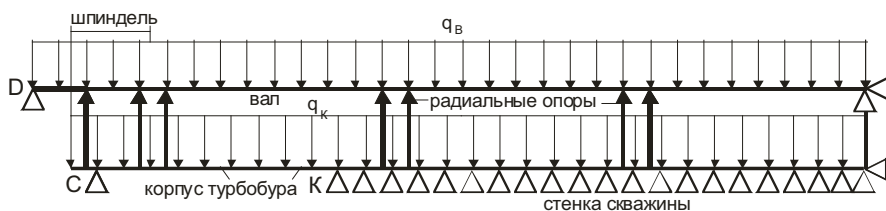


Рис. 2.13. Расчетная схема системы вал – корпус турбобура

В качестве ключевых точек принимаются характерные точки, определяющие геометрию системы. По ним строятся линии, отдельно для корпуса и вала. Далее линии корпуса и перемычек, а также валов шпинделя и секций «склеиваются», чтобы ANSYS воспринимал их, как единое целое. Затем линиям присваиваются соответствующие атрибуты (материал, константы, тип элемента), отличающиеся только константами, и на каждую линию наносится сетка конечных элементов длиной 0,5 м, а для вы-

вода графиков каждому элементу назначено по 9 промежуточных точек. Корпус содержит 43 элемента, вал шпинделя – 6, вал секций – 39, а общее число конечных элементов, включая перемычки, составило 104. Важно подчеркнуть, что в местах радиальных опор имеются узлы вала и корпуса с одинаковыми координатами и разными номерами. При задании граничных условий указанные узлы объединяются специальной командой, позволяющей назначить ограничения степеней свободы: принятие перемещения по оси y и поворота вокруг оси z равными нулю, означает полное отсутствие износа радиальной опоры, который моделируется снятием ограничения на поворот вала на опоре. В узлах, соответствующих долоту (на конце вала шпинделя) и центраторам (на корпусе турбобура) накладывается перемещение, равное, соответственно, $(D_d - D_t)/2$ и $(D_c - D_t)/2$. В узлах, расположенных выше точки К (см. рис. 2.1), накладывается запрет на перемещение по оси y . Распределенная нагрузка прикладывается к конечным элементам вала и корпуса, как было показано выше. Текст программы вынесен в приложение 3.

На рис. 2.14 показана форма деформированных осей вала и корпуса. На средней и верхней секциях наблюдается сближение роторов со статорами, так как корпус прогиба не имеет (лежит на стенке скважины), а стрела прогиба валов при зенитном угле 40° (при $D_c = 212$ мм) достигает 1,2 – 1,3 мм, хотя радиальный зазор в турбине составляет 1 мм [132]. Необходимо отметить, что расчетные величины стрелы прогиба вала могут быть завышенными, так как его жесткость рассчитывалась без учета лопаток турбины. В действительности она может быть выше, и определить её можно только экспериментально. Кроме того, прогиб вала уменьшается за счет натяга, создаваемого гайкой при сжатии роторов во время сборки.



Рис. 1.14. Деформированная форма осей вала и корпуса турбобура

На рис. 2.15 – 2.18 приведена конфигурация эпюр поперечных сил (их знак в «ANSYS» противоположен принятому в сопротивлении материалов), изгибающих моментов (строится на сжатом волокне) и эквивалентных напряжений – по Мизесу (т.е. по четвертой теории прочности). Числовые значения выводятся списками по всем узлам и элементам, а также выделяются цветом на графиках (здесь не приведены).

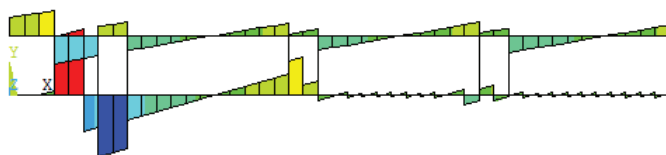


Рис. 2.15. Эпюра поперечных сил

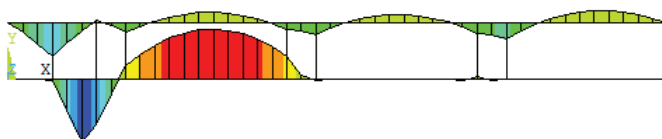


Рис. 2.16. Эпюра изгибающих моментов

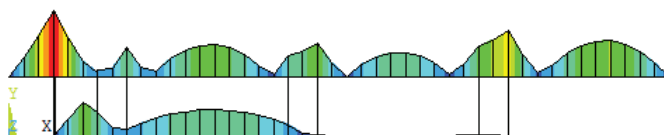


Рис. 2.17. Эпюра эквивалентных напряжений

В табл. 2.5 представлены значения реакций на долоте и центраторе. С увеличением реакции на долоте возрастает разница результатов, получаемых при расчете КНБК обычным способом (МНП) и представлении ее как системы вал – корпус (рис. 2.18).

Таблица 2.5

Результаты расчета в ANSYS реакции на долоте

Диаметр центратора, мм	Реакция на долоте, кН			Реакция на центраторе, кН		
	Расчет МНП	Система вал-корпус 3Д		Расчет МНП	Система вал-корпус 3Д	
		износа нет (ANS1)	износ опоры (ANS2)		износа нет (ANS1)	износ опоры (ANS2)
215,9	- 3,04	- 2,43	- 2,08	12,20	10,38	9,78
214,0	- 2,26	- 1,82	- 1,59	11,02	9,33	9,00
212,0	- 1,44	- 1,26	- 1,10	9,73	8,44	8,20
210,0	- 0,57	- 0,68	- 0,58	8,31	7,46	7,32

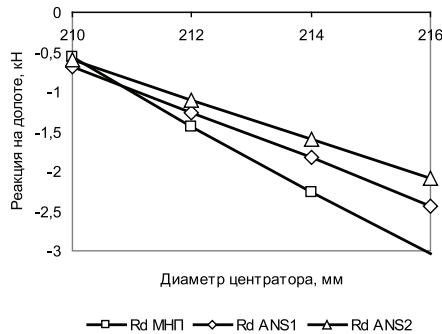


Рис. 2.18. Реакция на долоте при расчете системы вал – корпус турбобура

При изнашивании нижней радиальной опоры шпинделя реакция на долоте, способствующая росту зенитного угла, уменьшается. Износ верхней радиальной опоры шпинделя почти не влияет на значение реакции на долоте (отличия в четвертом знаке результата).

В качестве варианта для сравнения результатов расчета компоновок с двумя центраторами принята КНБК, содержащая центратор диаметром 212 мм, установленный на расстоянии 2 м от долота и второй центратор, удаленный от первого на 10 м, зенитный угол 30^0 . Из данных табл. 2.6 видно, что расчет КНБК, как системы вал – корпус турбобура, вносит заметную разницу при определении реакции на долоте, а реакции на цен-

траторах отличаются несущественно. В таблице обозначено: Dc_2 – диаметр второго центратора; Rd , Rc_1 , Rc_2 – реакции на долоте и центраторах; ANSYS-2,1 – система вал – корпус, соответственно, с учетом и без учета износа радиальной опоры шпинделя.

Вид деформированных осей вала и корпуса (рис. 2.19) говорит о том, что возможно неблагоприятное расположение центратора, при котором вал турбобура сближается с корпусом, т.е. роторы турбины сближаются со статорами.

Таблица 2.6

Результаты расчета в ANSYS КНБК с двумя центраторами

Dc_2 , мм	Метод решения	Rd , кН	Rc_1 , кН	Rc_2 , кН
1	2	3	4	5
210	МНП	- 0,11	4,2	8,06
	ANSYS-1	- 0,171	3,74	8,21
210	ANSYS-2	- 0,143	3,71	8,22
206	МНП	- 0,606	4,9	7,54
	ANSYS-1	- 0,483	4,24	7,73
	ANSYS-2	- 0,414	4,15	7,76
202	МНП	- 1,12	5,66	6,92
	ANSYS-1	- 0,813	4,76	7,15
	ANSYS-2	- 0,699	4,62	7,19

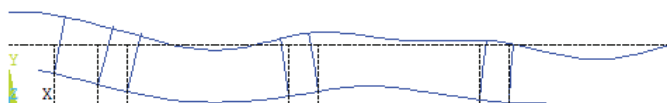


Рис. 2.19. Вид деформированных осей вала и корпуса турбобура при зенитном угле 80°

В табл. 2.7 приведены величины перемещений точек вала и корпуса турбобура, соответствующих серединам секций, и сближений роторов со статорами (Δ), равных разности указанных перемещений.

Таблица 2.7

Расчетные величины прогибов вала и корпуса турбобура

Dc ₂ , мм	Нижняя секция			Средняя секция			Верхняя секция		
	корпус	вал	Δ, мм	корпус	вал	Δ, мм	корпус	вал	Δ, мм
210	5,0	4,2	0,8	6,5	5,2	1,3	0	- 0,9	0,9
206	3,8	3,0	0,8	4,7	3,4	1,3	0	- 1,0	1,0
202	2,4	1,6	0,8	3,0	1,8	1,2	0	- 1,1	1,1

Расчет величины, на которую уменьшается первоначальный зазор между лопатками роторов и статорами, особенно важен при высоких значениях зенитного угла. В табл. 2.8, 2.9 приведены результаты расчета при угле 80° рассмотренной выше компоновки. Имеется существенное различие величин реакции на долоте по сравнению с обычными расчетами. Весьма неблагоприятна форма осей вала и корпуса вследствие того, что на средней секции они прогибаются навстречу друг другу, а корпус верхней секции лежит на стенке скважины. Следовательно, на любой секции турбобура центраторы должны устанавливаться ближе к радиальным опорам, и при высоких значениях зенитного угла верхняя секция должна иметь дополнительную радиальную опору. Кроме того, при недостаточном диаметре второго центратора корпус нижней секции может взаимодействовать со стенкой скважины (см. рис. 2.19). Несмотря на то, что полученные значения сближений роторов со статорами могут быть завышенными, выявленные закономерности представляют практический интерес, и их нужно учитывать при изучении работы турбобура в наклонной скважине.

Таблица 2.8

Результаты расчета КНБК при зенитном угле 80°

Dc ₂ , мм	Метод решения	Rd, кН	Rc ₁ , кН	Rc ₂ , кН
206	МНП	- 2,39	11,3	13,7
	ANSYS-1	- 1,73	9,5	14,1
	ANSYS-2	- 1,49	9,2	14,2
202	МНП	- 2,95	12,1	12,9
	ANSYS-1	- 2,09	10,0	13,4
	ANSYS-2	- 1,8	9,7	13,5

**Расчетные величины прогибов вала и корпуса турбобура
при зенитном угле 80°**

D_{c2} , мм	Нижняя секция			Средняя секция			Верхняя секция		
	корпус	вал	Δ , мм	корпус	вал	Δ , мм	корпус	вал	Δ , мм
206	0,5	-1,0	1,5	4,6	2,4	2,2	0	- 2,2	2,2
202	- 1,0	- 2,5	1,5	3,2	0,8	2,4	0	- 2,1	2,1

Различие результатов обычных расчетов КНБК и получаемых в ANSYS, делает целесообразной проверку некоторых положений, базирующихся на аналитических методах. В случае компоновки с одним центратором критерий оптимизации (1.2) реализуется для заданного значения зенитного угла при определенном сочетании диаметра центратора (D_c) и расстояния между ним и долотом; при этом величина D_c при любом значении зенитного угла составляет 213,6 мм (долото 215,9 мм, турбобур 195 мм) [1, 40]. Расстояние до центратора при зенитном угле 20, 40, 60, 80° должно быть равным, соответственно, 4,87; 4,16; 3,86; 3,74 м [1]. Расчетная модель с длиной конечного элемента 0,5 м в данном случае неприменима. Программа имеет возможность произвести местное уточнение сетки. Геометрическая модель, включающая ключевые точки, линии и операции по их склеиванию и назначению атрибутов, при этом не претерпевает никаких изменений. Для двух линий корпуса между верхней опорой шпинделя и нижней опорой секции и между радиальными опорами нижней секции увеличиваем число КЭ в 10 раз. Нумерация элементов и их узлов всей модели автоматически изменяется, узлов стало 223, элементов – 221. Выводим их списки и уточняем номера узлов, подлежащих объединению (радиальные опоры); соответствующих долоту, центратору, зоне контакта корпуса со стенкой скважины, а также номера элементов для приложения распределенной нагрузки к корпусу и валу. Получившиеся КЭ в интересующей нас области теперь имеют длину 5 см. Приведенное описание уточнения сетки иллюстрирует возможность самого тщательного учета геометрических особенностей рассчитываемой в «ANSYS» конструкции.

Из данных табл. 2.10 видно, что при любом значении зенитного угла у компоновок, являющихся оптимальными согласно аналитическим расчетам (жирный курсив), при решении в «ANSYS» условие (1.2) не выполняется. Более приемлемые на практике центраторы диаметром 212, 211 мм в большей степени удовлетворяют условиям полной стабилизации, чем центратор диаметром 213,6 мм. При этом они должны располагаться несколько дальше от долота по сравнению с аналитическими данными. Некоторый имеющийся отрицательный угол на долоте, если и повлияет, то в лучшую сторону, так как направлен на увеличение зенитного угла за счет асимметричного разрушения забоя.

В отношении двухцентраторных компоновок также представляет практический интерес уточнение расчетных данных аналитического метода. При умеренных расстояниях между центраторами L_2 (например, 6 – 9 м) они имеют отклоняющую силу на долоте, направленную на падение зенитного угла [1]. Уменьшение L_2 приводит к нестабильности расчетных показателей, а увеличение – к повышенному прогибу КНБК между центраторами. Созданная расчетная модель с уточненной сеткой пригодна для расчета КНБК с любым количеством ОЦЭ. Для добавления центраторов достаточно по их координатам x отыскать в списке номера соответствующих им узлов и назначить в них перемещения по координате y , равные соответствующим радиальным зазорам. Например, установка центратора диаметром 208 мм на расстоянии 8 м от долота достигается простым включением в текст программы выражения: D,106,u,0.0065 (узел № 106 имеет координату $x = 8$ м).

Продолжение первого в сеансе решения составляет примерно 15 с, далее, после каких-либо изменений программы, оно происходит практически мгновенно. По двухцентраторным компоновкам здесь приводится единственный пример. Компоновка: $D_{c1} = 214$ мм, $L_1 = 4,64$ м; $D_{c2} = 202$ мм; $L_2 = 9$ м, зенитный угол 20° ; аналитическое решение дает $R_d = 0,306$ кН (падение угла). В «ANSYS» получаем $R_d = 0,065$ кН и $U_{gd} = -1,1 \cdot 10^{-4}$ рад, т.е. КНБК теоретически близка к идеальной стабилизирующей компоновке.

Таблица 2.10

**Уточнение оптимальных геометрических параметров
КНБК с одним центратором**

Зенитный угол 20 град					
Дс, мм	L ₁ , м	Износ опоры	Rd, кН	Ugd, рад	Rc, кН
213,6	4,85	нет	- 0,275	2,2·10⁻⁴	4,58
212	4,85	нет	- 0,147	- 8·10 ⁻⁵	4,33
	5,0	нет	- 0,094	- 1·10 ⁻⁴	4,34
	5,1	нет	- 0,06	- 1,3·10 ⁻⁴	4,35
	5,2	нет	- 0,027	- 1,5·10 ⁻⁴	4,36
зенитный угол 40 град					
213,6	4,15	нет	- 0,41	3,4·10⁻⁴	7,96
213,6	4,15	есть	- 0,384	4·10⁻⁴	7,92
212	4,15	есть	- 0,19	- 1·10 ⁻⁵	7,53
		нет	- 0,206	- 4,3·10 ⁻⁵	7,56
211	4,15	есть	- 0,064	- 2,7·10 ⁻⁴	7,27
	4,15	нет	- 0,073	- 3·10 ⁻⁴	7,29
	4,25	есть	- 0,013	- 3·10 ⁻⁴	7,33
211	4,25	нет	- 0,019	- 3,1·10 ⁻⁴	7,34
зенитный угол 60 град					
213,6	3,85	нет	- 0,507	4,2·10⁻⁴	9,85
212	3,85	нет	- 0,258	1·10 ⁻⁴	9,35
	3,95	нет	- 0,179	- 4,6·10 ⁻⁵	9,41
	4,15	нет	- 0,021	- 1,3·10 ⁻⁴	9,53
зенитный угол 80 град					
213,6	3,75	нет	- 0,53	4,4·10⁻⁴	10,8
212	4,05	нет	- 0,002	- 1,3·10 ⁻⁴	10,5

2.8. Эпюры поперечных сил и изгибающих моментов

В соответствии с принятой расчетной схемой (см. рис.2.1, 2.11) компоновка испытывает поперечный изгиб, при котором внутренними силовыми факторами являются поперечная сила Q и изгибающий момент M. Эти факторы определяют форму оси компоновки и возникающие реакции на долоте и в опорно-центрирующих элементах. В методе расчета с помощью уравнений трех моментов скачки на эпюре поперечных сил являются реакциями на долоте и ОЦЭ. Изгибающие моменты на различных элементах компонов-

ки входят в некоторые расчетные формулы, например, для определения углов поворота сечений КНБК, или для оценки характеристик их жесткости [128]. Следовательно, для полного анализа состояния низа бурильной колонны необходимо знать распределение по её длине величин Q и M .

Для построения эпюр удобна расчетная схема метода начальных параметров, для реализации которой применим математическую программу «Maple». Сначала для выбранного варианта рассчитываются величины R_0 , R_{c1} , R_{c2} , L любым из приведенных выше методом, и эти данные вносятся в программу для построения эпюр Q и M , которая приведена ниже (в программе индексы при переменных перенесены в строку).

```
> L1:=2.2: L2:=4: ZEN:=60:
alfa:=3.14*ZEN/180: q:=1.36*sin(alfa):
Rc1:=2.03: Rc2:=8.4: R0:=3.04: L:=6.5:
Q:=piecewise(x<L,R0- q*x,x<(L+L2),R0+Rc2-q*x,
x<(L+L2+L1), R0+Rc2+Rc1-q*x):
M:=piecewise(x<L, R0*x-q*x^2/2,x<(L+L2),
R0*x+Rc2*(x-L)- q*x^2/2, x<(L+L2+L1),
R0*x+Rc2*(x-L)+Rc1*(x-L-L2)-q*x^2/2): plot(Q,x=0..12.7,color=black,thic
kness=3); plot(M,x=0..12.7,color=black,thickness=3);
```

В приведенном тексте программы функция «piecewise» позволяет вводить кусочно-непрерывные переменные величины, т. е. уравнения поперечных сил и изгибающих моментов, по участкам,. В результате исполнения программы получаем эпюры Q и M , представленные на рис. 2.20 – 2.23 для двух вариантов компоновок:

- 1) $D_{c1}=0,212$ м; $D_{c2}=0,206$ м; $L_1=2,2$ м; $L_2=4$ м; $\alpha=60^\circ$;
- 2) то же при $L_2=10$ м.

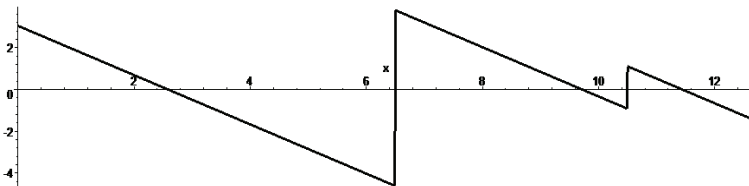


Рис. 2.20. Эпюры поперечных сил по варианту 1 компоновки:
 $D_{c1}=0,212$ м; $D_{c2}=0,206$ м; $L_1=2,2$ м; $L_2=4$ м; $\alpha=60^\circ$

Предварительно рассчитанные величины:

- 1) $R_{c1}=2,03 \text{ кН}$; $R_{c2}=8,4 \text{ кН}$; $R_0=3,04 \text{ кН}$; $L_0=6,5 \text{ м}$;
- 2) $R_{c1}=9,66 \text{ кН}$; $R_{c2}=12,7 \text{ кН}$; $R_0=3,04 \text{ кН}$; $L_0=7,46 \text{ м}$.

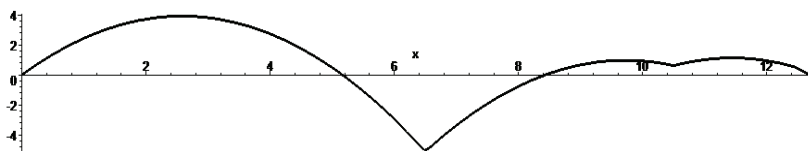


Рис. 2.21. Эпюра изгибающих моментов по варианту 1 компоновки:
 $D_{c1}=0,212 \text{ м}$; $D_{c2}=0,206 \text{ м}$; $L_1=2,2 \text{ м}$; $L_2=4 \text{ м}$; $\alpha=60^\circ$

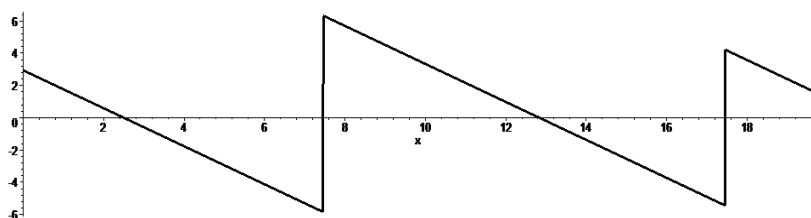


Рис. 2.22. Эпюра поперечных сил по варианту 2 компоновки:
 $D_{c1}=0,212 \text{ м}$; $D_{c2}=0,206 \text{ м}$; $L_1=2,2 \text{ м}$; $L_2=10 \text{ м}$; $\alpha=60^\circ$

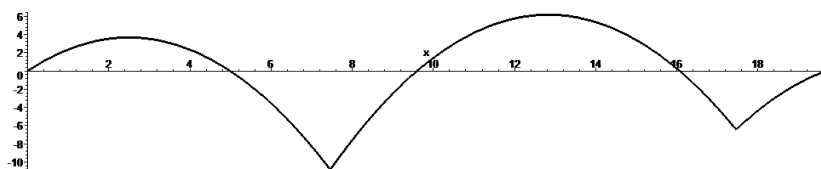


Рис. 2.23 – Эпюра изгибающих моментов по варианту 2 компоновки:
 $D_{c1}=0,212 \text{ м}$; $D_{c2}=0,206 \text{ м}$; $L_1=2,2 \text{ м}$; $L_2=10 \text{ м}$; $\alpha=60^\circ$

На эпюре поперечных сил положительные скачки соответствуют реакциям со стороны нижней стенки скважины. Отрицательной является только реакция на долоте во втором варианте. Скачкам на эпюре Q соответствуют изменения углов наклона линий изгибающего момента. В тех сечениях компоновки, где линия Q пересекает ось, на эпюре M имеется экстремум. В сечениях $x = 0$ (точка контакта забойного двигателя со стен-

кой скважины) и $x = L + L_1 + L_2$ (долото) изгибающий момент равен нулю, как это определено ранее граничными условиями.

Внешний вид эпюр дает наглядное представление о качестве компоновки, например, в варианте 1 очень неравномерное распределение величин Q и M . Первый центратор недогружен, а второй перегружен, направление реакции на долоте соответствует падению зенитного угла.

2.9. Метод возможных перемещений долота

При бурении наклонных скважин возникает необходимость применения неориентируемых компоновок для увеличения зенитного угла. С этой целью опорно-центрирующие элементы устанавливают ближе к долоту, а также применяют забойные двигатели уменьшенного диаметра. В качестве ОЦЭ может быть использован наддолотный калибратор, имеющий диаметр, близкий к полноразмерному. Расчеты таких компоновок, выполненные традиционными методами [1, 40, 42 и др.], дают нереально высокие значения отклоняющей силы на долоте, при которой должен наблюдаться интенсивный рост зенитного угла. Однако, на практике, как будет показано ниже, такая компоновка работает нестабильно и может дать вместо роста стабилизацию или падение угла. В работах [57, 133] дано объяснение этого явления (зачастую неожиданного для производителей), но оно выполнено на качественном уровне, и никаких количественных оценок не содержит.

На рис. 2.24 показана ось компоновки. Расчетное положение центров долота и калибратора показано точками 1, 2, соответственно. При этом ось участка L_1 занимает положение 3.

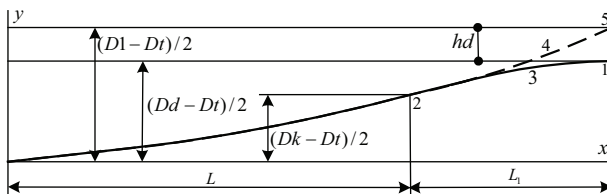


Рис. 2.24. Схема, поясняющая метод возможных перемещений долота:

1, 2 – центры долота и калибратора, соответственно; 2-1 – ось направляющего участка при $D_{\text{скв}} = D_d$; 2-5 – положение оси при $R_d = 0$ ($D_{\text{скв}} > D_d$)

Если устранить взаимодействие долота со стенкой скважины, т. е. принять $R_d = 0$, ось компоновки на участке L_1 перейдет в положение, показанное пунктирной линией, а центр долота переместится в точку 5 на величину hd . Следовательно, реакция на долоте, получаемая теоретически (превышает 10 кН), показывает величину той силы, которая должна быть приложена к долоту со стороны верхней стенки скважины, чтобы перевести его из положения 5 в положение 1, определяемое условием равенства диаметров долота и скважины. Очевидно, что это условие реально не выполняется, и реакция на долоте зависит от истинного расположения торца долота (калибрующего венца шарошки). Поэтому её действительная величина намного меньше расчетной, а полученные решения не соответствуют реальному процессу. Возникает вопрос, можно ли вообще в этом случае дать какие-то количественные оценки.

Как отмечено выше, большая роль в рассматриваемом процессе принадлежит фактическому состоянию стенки скважины в зоне фрезерования её боковой поверхностью калибрующего венца шарошки (или лопастей долот PDC). Отсюда следует, что для описания процесса в рассматриваемом случае вместо реакции на долоте с её нереально высокими значениями целесообразно принять некий противоположный ей по физическому смыслу параметр, связанный с отсутствием реакции на долоте, а именно, – величину возможного бокового перемещения торца долота hd (см. рис. 2.24) [58]. Величина hd показывает, при каком углублении калибрующего венца шарошки в верхнюю стенку скважины исчезает реакция на долоте.

Расчет типовой компоновки, имеющей применение в Западной Сибири, выполнен методом начальных параметров. Текст программы, составленный в математической системе «Maple», приведен ниже (нумерация строк в текст не входит, допускаются пробелы и переносы на другую строку в любом месте программы).

```

1) > Dd:=0.2159: Dk:=0.215: Dt:=0.195:
2) > L1:=0.8: EI:=9408: Zen:=30:
3) > alfa:=3.14*Zen/180: q:=1.36*sin(alfa):
4) > a1:={R0*(L+L1)+Rk*L1=0.5*q*(L+L1)^2,
5) > R0+Rk=q*(L+L1):
6) > EI*(D1-Dt)/2=Rk*L1^3/6+R0*(L1+L)^3/6

```

```

-q*(L1+L)^4/24,
7) > EI*(Dk-Dt)/2=R0*L^3/6-q*L^4/24, L>0,
8) > Ugd=(R0*(L+L1)^2/2+Rk*L1^2/2
-q*(L+L1)^3/6)/EI,
9) > Ugk=(R0*L^2/2-q*L^3/6)/EI}:
10) > a2:=solve(a1,{D1,Rk,R0,L,Ugd,Ugk});

```

Первые две строки содержат исходные данные (в системе СИ): диаметры долота (Dd), забойного двигателя (Dt), калибратора (Dk); расстояние между торцом долота и серединой калибратора (L1); жесткость турбобура (EI); зенитный угол (Zen). Поперечная распределенная нагрузка q (третья строка) определена с учетом архимедовой силы. В строках 4, 5 приведены уравнения статики, в которых принято условие $R_d = 0$. Строки 6, 7 содержат уравнения прогибов оси компоновки, записанные в форме метода начальных параметров. В качестве неизвестной величины вместо R_d принята величина D_1 , определяющая возможное перемещение долота: $hd = (D_1 - Dd) / 2$. Если на неизвестную величину L не наложить ограничений, может быть выдано много лишних решений, в том числе включающих комплексные числа. Наложение условия $L > 0$ (седьмая строка) облегчает счет, и выводятся только реальные результаты. Приведены также формулы для определения углов поворота оси компоновки на долоте (Ugd) и калибраторе (Ugk). Вычисляемые параметры перечислены в функции «solve», осуществляющей решение системы уравнений. Расчетная схема соответствует рис. 1. Начало координат принято в точке контакта 3Д со стенкой скважины. Реакция в этой точке R_0 , а расстояние от нее до калибратора – L .

Для приведенных в программе конкретных данных получено решение:

```

a2:={L=6.332254340, Ugd=0.003093200494, Rk=2.730074373,
Ugk=0.003106358385, R0=2.117628603, D1=0.2199543839}

```

Рассчитанные таким образом зависимости $hd(Dk, L_1)$ для значений зенитного угла 30° показаны на рис. 2.25. По ним можно судить о том, как разработка стенки скважины (уширение ствола) может влиять на процесс искривления скважины. Допустим, из промысловых данных извест-

но, что при $L_1 \approx 0,8$ м и диаметре калибратора 214 мм результаты нестабильны и не обеспечивается увеличение зенитного угла.

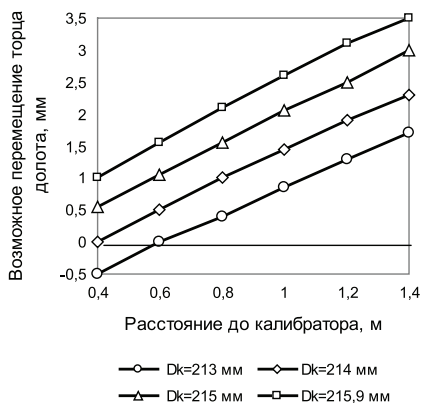


Рис. 2.25. Возможные перемещения долота при зенитном угле 30 град: долото диаметром 215,9 мм; забойный двигатель диаметром 195 мм

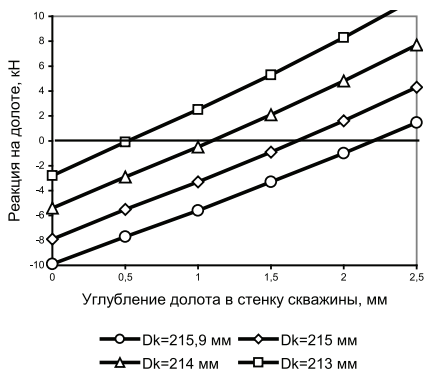


Рис. 2.26. Изменение реакции на долоте при фрезеровании стенки скважины: долото диаметром 215,9 мм; забойный двигатель – 195 мм

Представляет интерес сам процесс изменения реакции на долоте при его углублении в стенку скважины. Для этого в описанном выше реше-

нии по определению величины D_1 необходимо внести изменения. Величине D_1 на входе нужно присваивать требуемые значения, а в качестве определяемой величины вместо D_1 включить неизвестную R_d . В результате расчетов по описанной методике можно получить наглядные зависимости изменения реакции на долоте при фрезеровании стенки скважины. На рисунке 2.26 представлен пример расчета компоновки без переводника ($L_1 = 0,7$ м).

При диаметре калибратора 214 мм достаточно фрезерования стенки всего на 1 мм, чтобы реакция на долоте уменьшилась с 6 кН до нуля, а в случае полноразмерного калибратора за 2 мм углубления величина R_d изменяется от 10 до 1 кН. Напомним, что в принятой системе координат отрицательные значения реакции на долоте соответствуют увеличению зенитного угла.

2.10. Расчетные характеристики неориентируемых компоновок

2.10.1. Детерминированные модели расчёта компоновок

Разработанные на основе расчетных схем математические модели для расчета НК, строго говоря, являются стохастическими, т.е. содержащими входные параметры, являющиеся случайными величинами (например, диаметры скважины и центраторов, зенитный угол и т.д.). Статистические характеристики, описывающие их поведение, неизвестны. Даже, если бы они были известны, их включение в математическую модель сделало бы её чрезвычайно громоздкой и непригодной для практического использования. Поэтому применительно к КНБК всегда прибегают к детерминированной модели, т.е. ведут расчеты при конкретных, фиксированных значениях параметров расчетной схемы, отличающихся от реальных. Обоснований для такой замены моделей никогда не приводится.

Данная проблема характерна для многих реальных объектов из других областей, и она усугубляется тем, что могут быть неопределенными границы возможного изменения параметров расчетной схемы в реальных условиях. Это вызывает еще большее недоверие к результатам применения детерминированной модели. Из компонентов отклоняющего фактора доминирующим является отклоняющая сила на долоте (см. п. 1.1). Её

можно рассчитать, воспользовавшись несколько раз детерминированной моделью [59], задавая при этом различными значениями входных данных (стохастических величин). Количественная оценка влияния рассматриваемого параметра (фактора Φ) на величину R_d производится с помощью показателей устойчивости (наше обозначение $\Pi(\Phi)$), предложенных А.С. Повалихиным (ВНИИБТ) [60] и подлежащих изучению на стадии проектирования НК. При таком подходе применение детерминированной математической модели становится обоснованным.

2.10.2. Система расчетных характеристик

Как указывалось выше, причиной расхождения конкретных расчетов с практикой является то, что многочисленные параметры любых расчетных схем в реальной скважине имеют иные значения, причем неодинаковые на разных площадях, поэтому доработка КНБК должна производиться с привлечением промысловых данных. Кроме того, применяемые на практике НК зачастую вообще не соответствуют расчетам. В инструкции [56, стр. 73] приведены результаты расчетов, на основании которых рекомендованы компоновки с близким расположением центратора (1...1,85 м от долота), не являющиеся оптимальными в отношении стабилизации зенитного угла и, кроме того, являющиеся неустойчивыми к изменению диаметров скважины и центратора. Разработчики инструкции преследовали цель создания методики расчета с наиболее полным учетом всех компонентов отклоняющего фактора (см. п. 1.1). Но по ним нет достоверной информации; в то же время, например, диаметр скважины принят равным диаметру долота, что никогда не наблюдается на практике; также возможно внедрение лопастей центратора в стенку скважины, или их износ, и т.д. Указанные факторы могут привести к резким изменениям отклоняющей силы на долоте у неустойчивых компоновок (об этом говорится ниже), которые как раз и рекомендованы инструкцией [56, стр. 80].

Предлагаемый подход к проектированию компоновок основан на следующих положениях: должна быть создана система характеристик (показателей) НК; технологическая служба буровой организации определяет приоритетные из них для решения конкретной задачи; далее на основании расчетов, с учётом технических возможностей, выбираются параметры НК, обладающей лучшими характеристиками.

Система расчетных характеристик (СРХ) – более широкое понятие, чем система показателей устойчивости, так как последняя формируется только на основе входных параметров модели и является составной частью СРХ, в которую могут входить дополнительные характеристики. Ими являются выходные, расчётные величины: реакции на долоте и центраторах, прогиб НК, углы поворота её сечений и т.д.

Выбор компоновки осуществляется еще на стадии проектирования, на основе сравнения количественных показателей тех расчетных характеристик, которые являются приоритетными в рассматриваемом конкретном случае [134]. Далее проводится эксперимент, по результатам которого, если в этом есть необходимость, вносятся целенаправленные, теоретически обоснованные изменения в конструкцию НК. После получения стабильных результатов уменьшится разброс экспериментальных данных, и можно создать надёжную модель траектории скважины [51, 52].

При первоначальном выборе компоновки нужна проверка всех характеристик НК, определенных как приоритетные, т.е. нельзя брать из набора какую-то одну характеристику и в силу только её высокой оценки рекомендовать КНБК к опробованию (так обычно и делается). К примеру, в набор характеристик маятниковой компоновки для уменьшения зенитного угла необходимо включить проверку величины прогиба её участка между долотом и центратором, а для НК стабилизирующих, или предназначенных для увеличения угла, такой расчет не нужен. Также нельзя рекомендовать компоновку, обеспечивающую в расчетном режиме идеальную стабилизацию зенитного угла при любом его значении, если её работа резко изменится при малейшем износе центратора или увеличении диаметра скважины. Описание расчетных характеристик неориентируемых компоновок приведено ниже.

2.10.3. Устойчивость неориентируемых компоновок

Перед изложением вопросов устойчивости КНБК нужны пояснения по принятой терминологии. Ученые ВНИИБТ ввели это понятие для оценки поведения компоновки при отличии зенитного угла от расчетного угла оптимизации [44, 45]. Далее в работе [60] показателем устойчивости оценивается реакция КНБК на изменение её геометрии

ческих параметров (в первую очередь D_d и D_c), а прежнее понятие устойчивости заменено показателем надёжности стабилизации зенитного угла. В данной работе для всех случаев сохранён термин устойчивость, но оговаривается фактор (Φ), к которому он применён; принятое обозначение: $\Pi(\Phi)$, где Π – показатель устойчивости по А.С. Поваляхину [60]. Представляется целесообразным применение указанного термина к любой НК (не только стабилизирующей), а количественную оценку производить, вычисляя $\Pi(\Phi)$ согласно [60]. Для фактора – зенитный угол – КНБК могут быть устойчивыми, пассивными и т.д. [44, 45], а по остальным факторам: чем меньше показатель $\Pi(\Phi)$, тем выше качество компоновки. Интерпретация показателя в случае компоновки для увеличения (уменьшения) зенитного угла несколько иная и будет изложена ниже.

Главными, и в то же время поддающимися количественному анализу, факторами (причинами отличий расчётных схем от реальных условий) являются [1, 60]: 1) отличие фактической величины зенитного угла от расчётной; 2) расширение ствола скважины, вследствие чего обычно наблюдается условие $D_{\text{скв}} > D_d$; 3) внедрение лопастей центраторов в стенку скважины (или их износ), приводящее к изменению радиального зазора на центраторах; 4) смещение равнодействующей реакции на центраторах или невозможность их установки в расчётном месте ЗД; 5) отличие фактической кривизны скважины от расчётного значения.

На основании перечисленных факторов вводятся следующие показатели устойчивости:

$\Pi(\alpha)$ – устойчивость компоновки к изменению зенитного угла;

$\Pi(D_{\text{скв}})$ – устойчивость к изменению диаметра скважины;

$\Pi(D_c)$ – устойчивость к изменению расположения в радиальном направлении оси компоновки в районе размещения центратора;

$\Pi(L)$ – устойчивость к изменению положения равнодействующей реакции на центраторе;

$\Pi(k)$ – устойчивость к изменению кривизны скважины.

Все показатели устойчивости можно получить путём расчета отклоняющей силы на долоте при изменении того или иного параметра.

Устойчивость компоновки к изменению зенитного угла. На рис. 2.27 показаны три характерных типа зависимостей $R_d(\alpha)$: устойчивых, неустойчивых и пассивных компоновок (цифровые значения – произвольные).

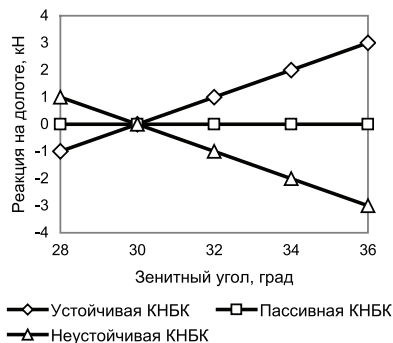


Рис. 2.27. Устойчивость компоновки к изменению зенитного угла

Видно, что устойчивость компоновки обусловлена появлением на долоте реакции, препятствующей отклонению (в любую сторону) зенитного угла от значения, на которое рассчитана компоновка (линия с маркером в виде ромба). В случае неустойчивой компоновки (треугольный маркер), наоборот, чем больше отличие зенитного угла от расчетного значения (в примере 30°), тем интенсивнее траектория скважины будет отклоняться от проектного профиля. Для пассивной компоновки характерна неизменность реакции на долоте при любом значении зенитного угла. Реакция на долоте при этом необязательно должна быть равна нулю. Показатель устойчивости можно вычислить по усредненному соотношению: $\Pi(\alpha) = \Delta R_d / \Delta \alpha$.

Основываясь на терминологии, принятой в работах [44, 45, 60], с которым её расширением, теоретическое представление о возможной работе в скважине неориентируемых компоновок с разными показателями устойчивости даёт рис. 2.28.

Теоретические оценки устойчивости КНБК, особенно, в случае активного проявления этого свойства, являются условными. Нельзя теоретически установить взаимосвязь между показателем устойчивости и траекторией скважины. Окончательные выводы можно сделать только после испытаний опытных образцов компоновок. Может оказаться, например, что активно-устойчивая по расчетам КНБК на практике окажется инертной в проявлении этого свойства и поведет себя как пассивно-устойчивая. Это может произойти по многочисленным

причинам, зависящим, например, от состояния ствола скважины, износа опор долота и ЗД, режима бурения.

Показатель $\Pi(D_{скв})$ имеет важное практическое значение, так как увеличение диаметра скважины вне всякого сомнения происходит в момент разрушения забоя рабочей поверхностью долота, особенно шарошечного (даже при сверлении металла на станке диаметр отверстия превышает диаметр сверла).

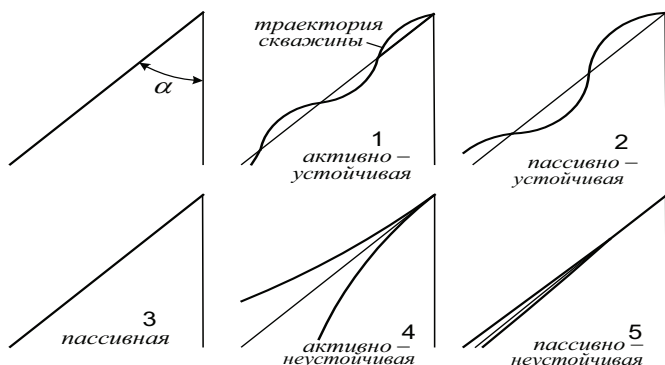


Рис. 2.28. Влияние показателя устойчивости компоновки на траекторию скважины

Замер этой величины в зоне работающего долота невозможен. После разрушения породы забоя под действием многочисленных факторов (промывка скважины, фильтрация бурового раствора и т.д.) продолжает происходить изменение диаметра ствола скважины, поэтому кавернометрия, профилометрия и т.п. не дают представления об истинном диаметре забоя скважины в момент его разрушения. Есть мнение, что уширение ствола скважины (так называют увеличение диаметра скважины Н.А. Григорян, А.Г. Калинин и др.[3, 24]) вызвано горизонтальной составляющей нагрузки на долото [135], но думается, что причин здесь больше. Наглядный пример: уширение ствола при первых замерах составило 1,05...1,09, а через 3 дня 1,1...1,18 [3]. Но, и первые замеры были сделаны не в момент разрушения забоя скважины и не в его зоне. Судить об этой величине можно только, пользуясь косвенными методами. В частности, нами при исследовании работы компоновки с калибратором предложен метод возможных перемещений долота (см. п. 2.10), позволяющий на основа-

нии промысловых данных и расчета дать ориентировочную оценку диаметра скважины в зоне разрушаемого забоя.

В работе [45] рассмотрена устойчивость компоновки к изменению диаметра скважины. В качестве примера взяты четыре варианта компоновок (диаметр долота 215,9 мм, диаметр турбобура 172 мм), работающих на уменьшение зенитного угла. Лучшим является вариант с наименьшим влиянием фактического диаметра скважины на величину отклоняющей силы на долоте.

Показатель устойчивости $\Pi(D_c)$. Нагрузка на центраторы достигает величины 10 кН и более, они могут изнашиваться. Стенки скважины могут иметь податливость, если её разрез сложен породами невысокой твердости, например, на месторождениях Западной Сибири. Кроме того, центраторы собственного изготовления зачастую имеют укороченную длину рабочей части. Углубление центраторов в стенку скважины изучалось в работах [136, 137]. Отмечается [137], что аналитические расчеты, хоть они и представлены в работе, не могут описать реальный процесс, так как свойства горной породы в условиях скважины определить невозможно. Центраторы могут изнашиваться, особенно при бурении с вращением бурильной колонны. Всё это приводит к изменению работы компоновки. Второму центратору даже иногда отводится роль разгрузочного [138], хотя с этим трудно согласиться. Для расчетной схемы всё перечисленное эквивалентно уменьшению диаметра центратора: например, при его углублении в стенку скважины на 1 мм, диаметр D_c при расчете нужно уменьшить на 2 мм. Поскольку для конкретной скважины расчетное значение D_c неизвестно, остается единственный путь – изучить изменение величины $Rd(D_c)$, другими словами, оценить устойчивость компоновки к изменению диаметра центратора. Если показатель устойчивости $\Pi(D_c)$ на достаточном уровне, по нему можно прогнозировать поведение компоновки, и нет надобности знать точное расположение её оси в зоне центратора, т.е. его состояние.

Показатель $\Pi(L)$. Влияние этого фактора, состоящее в смещении равнодействующей реакции R_c , зависит от соотношения между размерами L_1 , L_2 и длинами центраторов. При этом более сильное влияние оказывает длина первого центратора, особенно при уменьшении расстояния между ним и долотом. По зависимостям $Rd(L_1)$, $Rd(L_2)$ можно вычислить показатели $\Pi(L)$ и судить об устойчивости компоновки к изменению этого фактора. Чем меньше наклон линий $Rd(L_1)$, $Rd(L_2)$, тем лучше показатель.

Показатель $P(L)$ нужно рассматривать с случае близкого к долоту расположения опорно-центрирующих элементов, когда положение равнодействующей реакции на них со стороны стенки скважины становится неопределённым (этому вопросу посвящена работа [139]), и лучше будет та компоновка, которая меньше реагирует на расположение ОЦЭ. Данный показатель может быть полезен при проектировании НК, так как, чем меньше его величина, тем легче разместить центраторы в требуемом месте, если есть конструктивные ограничения по их размещению.

Показатель $P(k)$ изучался А.С. Повалихиным [44]. Если неориентируемая компоновка даёт малоинтенсивный рост зенитного угла, и при наличии механизма фрезерования стенки скважины идёт процесс бурения с возрастанием кривизны скважины, отклоняющая сила будет уменьшаться, что приведёт к снижению интенсивности набора зенитного угла и кривизны, вследствие чего снова начнёт возрастать отклоняющая сила. Очевидно, этот повторяющийся процесс количественно связан с величиной возможного поперечного перемещения долота, и эта характеристика может быть использована параллельно с показателем $P(k)$.

2.10.4. Направление и величина реакций на центраторах

Реакции на всех центраторах выбранной компоновки должны быть направлены со стороны нижней стенки скважины. В противном случае ось компоновки будет иметь лишние перегибы со сменой знака её угла с осью скважины, а роль центратора, имеющего реакцию со стороны верхней стенки, становится непонятной. Стабильные показатели работы такой компоновки вряд ли возможны. Низкое значение реакции говорит о недостаточно активной роли соответствующего центратора, и он может быть исключен из компоновки.

2.10.5. Возможное поперечное перемещение долота

Эта характеристика неориентируемых компоновок подробно описана выше. Её применение целесообразно в тех случаях, когда предполагается работа компоновки с фрезерованием стенки скважины боковой поверхностью долота.

2.10.6. Сближение роторов со статорами турбобура

Жесткостные и весовые характеристики вала и корпуса различны, а их взаимодействие происходит только через радиальные опоры, поэтому формы их упругих линий неодинаковы. Корпус верхней секции трёхсекционного турбобура, лежащий на стенке скважины, можно принять прямолинейным, в то время, как вал имеет прогиб, возрастающий с увеличением зенитного угла. Сближение вала с корпусом может привести к механическому взаимодействию роторов турбины со статорами.

Расчеты всех параметров указанной системы возможны методом конечных элементов с использованием программных комплексов, подобных «ANSYS». Они показывают, что при увеличении α сближение вала с корпусом у обычных турбобуров может достигать нескольких миллиметров [72]. Проблема может быть решена применением турбобуров с роторами, снабженными радиальными опорами [140, 141]. Изложенное относится к любой КНБК с трехсекционным турбобуром, особенно в случае высоких значений зенитного угла (субгоризонтальные скважины).

Считается, что, если нет соответствующей конструкции передвижного центратора для данного типоразмера компоновки, центраторы могут устанавливаться в ниппельной части, над шпинделем и между секциями турбобура. На практике иногда применяют центраторы своего изготовления, крепящиеся в любом месте турбобура. В некоторых случаях возможно применение передвижных центраторов (компоновки с ВЗД Д-172 или ЗД диаметром 240 мм). На рис. 2.29 показан случай расположения центратора, при котором прогибы вала и корпуса направлены навстречу друг другу.

Решение, получено в программе «ANSYS» [72] и свидетельствует о целесообразности проверки данной характеристики при несогласованном расположении центраторов и радиальных опор.



Рис. 2.29. Форма осей вала и корпуса средней секции турбобура: диаметр долота – 215,9 мм; турбобура – 195 мм; поперечными линиями условно показано расположение радиальных опор; центратор расположен в средней части секции; верхняя линия – ось вала; нижняя – стенка корпуса; горизонтальные линии – исходное положение осей

2.10.7. Прогиб направляющего участка КНБК

При расположении центратора дальше от долота, чем это имеет место у стабилизирующих компоновок, КНБК начинает работать на падение зенитного угла. Это – известные маятниковые компоновки. При чрезмерном удалении центратора прогиб забойного двигателя может достигнуть величины, при которой он начнёт взаимодействовать со стенкой скважины, в результате чего компоновка перестанет работать в расчетном режиме. Следовательно, требуется дополнительная характеристика, состоящая в расчете прогиба компоновки, которую нужно исключить из рассмотрения, при соответствующей величине её прогиба.

2.10.8. Прогиб компоновки между центраторами

По расчетам условие стабилизации зенитного угла для двухцентраторной компоновки может выполняться при значительном расстоянии между центраторами (более 10 м). Такое расположение центраторов создает маятниковый эффект за счет значительной величины прогиба КНБК, способствуя стабилизации азимута, но, во избежание контакта корпуса ЗД со стенкой скважины, появляется необходимость расчета дополнительной характеристики – величины прогиба компоновки между центраторами.

В каждом конкретном случае для анализа выбираются те или иные приоритетные расчетные характеристики, и все они должны быть учтены при выборе варианта компоновки для опробования на скважине. Важно отметить, что такие показатели, как $\Pi(D_{\text{скв}})$ и $\Pi(D_c)$ определяют не только степень соответствия результатов расчётов с промысловыми данными, но и работу компоновки в скважине, так как от них зависит, как будет реагировать компоновка на изменения условий в скважине в течение рейса. Можно заранее утверждать, что, чем меньше численные значения показателей устойчивости, тем стабильнее будет работать компоновка.

3. КОМПОНОВКИ С КАЛИБРАТОРОМ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ЗЕНИТНОГО УГЛА

Фактические профили скважин всегда отличаются от проектных, и может возникнуть необходимость повышения зенитного угла без применения ориентируемых отклоняющих устройств. При наличии центраторов на корпусе забойного двигателя КНБК применяются в основном для стабилизации α . С их помощью нельзя получить интенсивное его увеличение, а это требуется, например, когда фактический зенитный угол ниже проектного, и есть угроза непопадания скважины в заданный круг допуска.

Для неориентируемого набора зенитного угла до настоящего времени находят применение компоновки с калибраторами (рис. 3.1). Как отмечается в работе [24], в Западной Сибири с целью увеличения отклоняющей силы на долоте применяется КНБК с калибратором, устанавливаемым непосредственно над долотом. Такая практика действительно существует, однако, она требует анализа и оценки.

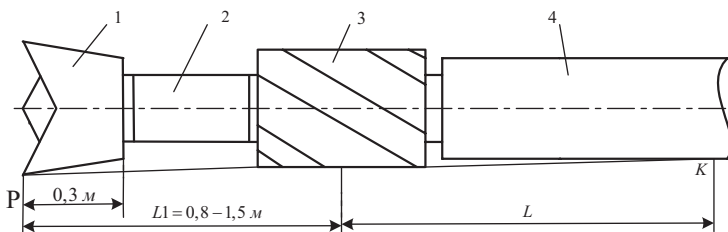


Рис. 3.1. Схема компоновки с калибратором:

1 – долото, 2 – калибратор, 3 – переводник, 4 – забойный двигатель

3.1 Расчет компоновки с помощью уравнений трех моментов

В отличие от рассмотренной ранее компоновки с двумя центраторами (см. п. 2.5) здесь имеется всего два участка. Уравнения трех моментов составляются для шарнира, заменяющего калибратор, и для шарнира, расположенного в точке контакта забойного двигателя со стенкой скважины. Ниже приводится решение задачи в системе «MathCAD». Строки, являющиеся текстом программы, набраны в редакторе формул MathType-Equation (курсив).

Сначала вводим исходные данные, в первую очередь те, которые будут варьироваться в процессе расчета.

$$Dk := 0.214 \quad L1 := 1.2 \quad Zen := 30 \quad (3.1)$$

Были введены: диаметр калибратора, расстояние между ним и долотом (в метрах) и зенитный угол (в градусах). Далее вводим, соответственно, жесткость на изгиб забойного двигателя ($\text{кН} \cdot \text{м}^2$), диаметры долота и забойного двигателя (м):

$$EI := 9408 \quad Dd := 0.2159 \quad Dt := 0.195$$

Вводим производные величины: для перевода градусов в радианы (α) и поперечную составляющую веса забойного двигателя (кН/м):

$$\alpha := \pi \cdot \frac{Zen}{180} \quad q := 1.36 \cdot \sin(\alpha)$$

Коэффициент 1.36 вычислен для турбобура диаметром 195 мм с учетом выталкивающей архимедовой силы. В программе «MathCAD» каждому неизвестному, перед вводом уравнений, необходимо задать некоторые начальные значения, находящиеся по возможности ближе к решениям. Если существует несколько решений, будет выдано то из них, которое находится ближе к начальному значению. У нас представление есть только о величине L , поэтому вводим:

$$Rd := 0 \quad Rk := 0 \quad L := 7 \quad \theta := 0 \quad M := 0$$

В общем случае каждое уравнение содержит три неизвестных момента. В данном случае имеется только один момент – на шарнире, заменяющем калибратор. Вводим ключевое слово «Given», а после него систему уравнений:

Given

$$\begin{aligned} a \cdot \frac{M}{3 \cdot EI} + q \cdot \frac{a^3}{24 \cdot EI} + M \cdot \frac{L}{3 \cdot EI} + q \cdot \frac{L^3}{24 \cdot EI} + \frac{(Dk - Dt)}{2 \cdot L} &= \frac{(Dd - Dk)}{2 \cdot L1} \\ \frac{M \cdot L^2}{6 \cdot EI} + \frac{q \cdot L^4}{24 \cdot EI} &= \frac{(Dk - Dt)}{2} \end{aligned}$$

Введены два основных уравнения, позволяющие определить главные неизвестные M , L . Напомним, что знак равенства нельзя набирать с клавиатуры, а только с панели булевых операторов. Для определения интересующих нас величин Rd , Rk , θ нужно ввести дополнительные уравнения:

$$Rd = q \cdot \frac{L1}{2}$$

$$Rk = q \cdot \frac{L1}{2} + q \cdot \frac{L}{2} - \frac{M}{L1} - \frac{M}{L}$$

$$\theta = - \left(\frac{M \cdot L1}{6 \cdot EI} + \frac{q \cdot L1^3}{24 \cdot EI} \right)$$

С помощью функции «Find» решаем систему из 5 уравнений:

$$v := \text{Find}(Rd, Rk, \theta, L, M)$$

Решение выдается в виде вектора результатов в порядке их перечисления в функции «Find»:

$$v = \begin{pmatrix} -5.196 \\ 9.795 \\ 1.377 \times 10^{-4} \\ 8.906 \\ -6.724 \end{pmatrix} \quad (3.2)$$

Меняя входные данные, получаем нужные нам решения.

3.2. Расчет методом начальных параметров в «Maple»

Расчетная схема метода начальных параметров приведена на рис. 3.2. Далее приводится расчет в среде «Maple», являющейся одной из самых мощных систем символьной математики. Строки, являющиеся текстом программы, отмечены знаком «>», в «Maple» используется шрифт «Courier New».

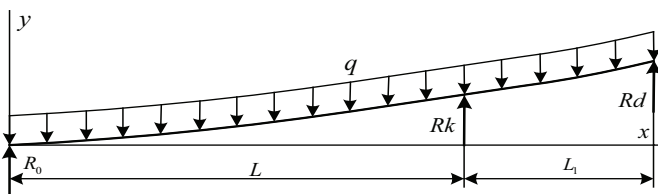


Рис. 3.2. Расчетная схема метода начальных параметров:

Rd, Rk, R₀ – реакции на долоте, калибраторе, в точке контакта забойного двигателя со стеной скважины, соответственно

Сначала вводим исходные данные, в первую очередь подлежащие изменению в процессе расчета:

$$> Dk:=0.214: L1:=1.2: Zen:=30:$$

Введены: диаметр калибратора, расстояние между ним и долотом и zenithный угол (в градусах). Далее вводим, соответственно, жесткость на изгиб забойного двигателя ($\text{кН} \cdot \text{м}^2$), диаметры долота и забойного двигателя (м):

$$> EI:=9408: Dd:=0.2159: Dt:=0.195:$$

Двусточие ставится для подавления вывода на экран результатов присвоения. Вводим производные величины: для перевода градусов в радианы (alfa) и поперечную составляющую веса забойного двигателя (кН/м):

$$> \text{alfa}:=3.14*Zen/180: q:=1.36*\sin(\text{alfa}):$$

Коэффициент 1,36 вычислен для турбобура диаметром 195 мм с учетом плотности промывочной жидкости. Теперь системе уравнений метода начальных параметров присваиваем имя a1 и вводим эту систему

$$> a1:=\{R0*(L+L1)+Rk*L1=q*(L+L1)^{2/2},$$

Введено уравнение моментов относительно центра долота. Отметим, что Maple не обращает внимания на пробелы, переход на другую строку, разрывы формул в любом месте и т.п., что очень удобно. Кроме того, разрешается делать любые правки текста программы, чего нельзя сказать, например, о «MatLab». Далее вводим уравнение проекций сил на ось y:

$$> R0+Rk+Rd=q*(L+L1):$$

Вводим уравнение метода начальных параметров, определяющее величину прогиба оси КНБК в центре долота (см. рис. 3.2):

$$> EI*(Dd-Dt)/2=Rk*L1^3/6+L*(L1+L)^3/6-q*(L1+L)^4/24,$$

Уравнение прогиба оси КНБК на калибраторе:

$$> EI*(Dk-Dt)/2=R0*L^3/6-q*L^4/24, \quad L>0,$$

Если не поставить условие для L (внутри фигурных скобок, в любом месте), Maple может выдать несколько ненужных решений, включающих даже комплексные числа. Приведенная система уже может быть решена,

но введем еще два уравнения, чтобы получить значения углов поворота оси КНБК на долоте и калибраторе:

$$> Ugd=(R0*(L+L1)^2/2+Rk*L1^2/2-q*(L+L1)^3/6)/EI,$$

$$> Ugk=(R0*L^2/2-q*L^3/6)/EI\};$$

С помощью функции «solve» решаем введенную систему уравнений, перечислив в фигурной скобке искомые неизвестные:

$$> a2:=solve(a1,\{Rd,Rk,R0,L,Ugd,Ugk\});$$

Решение будет выдано в произвольном порядке (в «MathCAD», например, в порядке перечисления неизвестных). Знак «;» служит для вывода на экран результатов. А теперь запишем программу без комментариев вместе с полученным после нажатия <Enter> результатом расчета:

$$> Dk:=0.214: L1:=1.2: Zen:=40:$$

$$> EI:=9408: Dd:=0.2159: Dt:=0.195:$$

$$> alfa:=3.14*Zen/180: q:=1.36*\sin(alfa):$$

$$> a1:={R0*(L+L1)+Rk*L1=q*(L+L1)^2/2},$$

$$> R0+Rk+Rd=q*(L+L1):$$

$$> EI*(Dd-Dt)/2=Rk*L1^3/6+$$

$$L*(L1+L)^3/6-q*(L1+L)^4/24,$$

$$> EI*(Dk-Dt)/2=R0*L^3/6-q*L^4/24, L>0,$$

$$> Ugd=(R0*(L+L1)^2/2+Rk*L1^2/2-q*(L+L1)^3/6)/EI,$$

$$> Ugk=(R0*L^2/2-q*L^3/6)/EI\};$$

$$> a2:=solve(a1,\{Rd,Rk,R0,L,Ugd,Ugk\});$$

Результат расчёта:

$$a2:=\{L0=8.907285705, Rd=-5.194329484, Rk=9.791766092, \\ Ugd=0.0006539565806, Ugk=0.001072288549, R0=2.27235752\}$$

Можно сравнить полученное решение с выражением (3.2) (о расхождении значений Ugd и θ речь пойдет ниже). В табл. 3.1 приведены результаты расчета реакций на долоте и калибраторе (Rd , Rk), длины участка между калибратором и точкой контакта ЗД со стенкой скважины L , угла поворота оси долота, обозначенного Ugd в МНП и θ в методе ЗМ. Во второй строке в скобках приведены результаты расчета методом начальных параметров. Результаты расчета двумя различными методами, выполненные в разных математических программах, при диаметре калибратора 214 мм практически совпадают. Расхождения наблюдаются лишь в четвертой значащей цифре. Значения углов поворота оси долота совершенно несопоставимы между собой.

Таблица 3.1

Сравнительные результаты расчета методами ЗМ и МНП

Диаметр калибратора 214 мм, зенитный угол 30 град							
L , м	0,4	0,6	0,8	1,0	1,2	1,4	1,6
Rd , кН (МНП)	-1,727 (-1,724)	-6,654 (-6,652)	-6,68 (-6,678)	-5,968 (-5,966)	-5,196 (-5,194)	-4,498 (-4,497)	-3,892 (-3,891)
Rk , кН	4,695 (4,690)	10,391 (10,387)	10,809 (10,805)	10,360 (10,357)	9,795 (9,792)	9,273 (9,270)	8,825 (8,823)
L , м	7,642 (7,643)	8,340 (8,341)	8,652 (8,653)	8,815 (8,816)	8,906 (8,907)	8,959 (8,959)	8,988 (8,989)
θ , рад Ugd	$5,0 \cdot 10^{-6}$ (0,0024)	$4,0 \cdot 10^{-5}$ (0,0015)	$8,0 \cdot 10^{-5}$ (0,0011)	$1,0 \cdot 10^{-4}$ (0,0008)	$1,4 \cdot 10^{-4}$ (0,0006)	$1,6 \cdot 10^{-4}$ (0,0005)	$1,9 \cdot 10^{-4}$ (0,0004)

При диаметре калибратора 215,9 мм значения углов поворота долота оказались одинаковыми при расчете обоими методами (табл. 3.2). В ячейках последней строки приведены совпавшие величины θ и Ugd .

Таблица 3.2

**Сравнительные результаты расчета КНБК методами 3М
и МНП при диаметре калибратора 215,9 мм**

$L_1, \text{ м}$	0,6	0,8	1,0	1,2	1,4	1,6
$Rd, \text{ кН}$ (3М)	-17,64 (-17,65)	-12,79 (-12,79)	-9,87 (-9,87)	-7,90 (-7,90)	-6,50 (-6,50)	-5,00; (-5,40)
$Rk, \text{ кН}$ (3М)	22,50 (22,50)	17,74 (17,75)	14,92 (14,92)	13,10 (13,10)	11,70 (11,75)	10,80 (10,80)
$L, \text{ м}$ (3М)	9,92 (9,92)	9,86 (9,86)	9,80 (9,80)	9,76 (9,76)	9,70 (9,70)	9,70 (9,70)
Ugd $\theta, \text{ рад}$	-0,0001 (-0,0001)	-0,00015 (-0,00015)	-0,00018 (-0,00018)	-0,00021 (-0,00021)	-0,00023 (-0,00023)	-0,00026 (-0,00026)

Дело в том, что по методу начальных параметров вычисляемый угол (Ugd) определяется по отношению к оси x в системе координат $x - y$ (рис. 3.3), а по методу, основанному на применении уравнений трёх моментов (3М) в силу специфики задания граничных условий по С.П.Тимошенко, определяется угол θ . Из рисунка видно, что

$$Ugd = \beta - \theta \quad (3.3)$$

В формуле (2.3) β – угол несоосности участка компоновки между долотом и калибратором (знак соответствует данной схеме)

$$\beta = (Dd - Dk) / 2L_1. \quad (3.4)$$

Если диаметр калибратора равен диаметру долота, равенство (3.3) нужно записать в виде - $Ugd = -\theta$ (схема здесь не приводится).

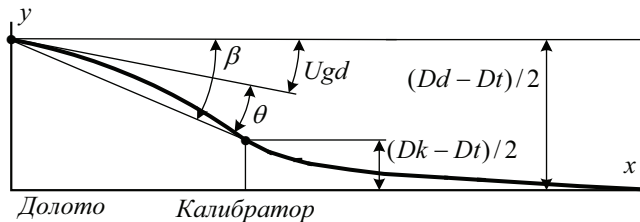


Рис. 3.3. Соотношение между углами поворота оси долота по методам МНП и 3М

Для проверки этих предположений по формулам (3.3, 3.4) были выполнены расчеты при следующих данных: $Dk = 214 \text{ мм}$, $\alpha = 30 \text{ град}$ (табл. 3.3).

Таблица 3.3

Соотношение между углами θ и Ugd

$L_1, \text{ м}$	0,6	0,8	1,0	1,2	1,4
$\beta, \text{ рад}$	0,001573	0,001187	0,000950	0,000790	0,000680
$\theta, \text{ рад}$	$4,309 \cdot 10^{-5}$	$7,728 \cdot 10^{-5}$	$1,087 \cdot 10^{-4}$	$1,377 \cdot 10^{-4}$	$1,644 \cdot 10^{-4}$
$Ugd,$	0,00154	0,00111	0,00084	0,00065	0,00051
$\beta - \theta$	0,00154	0,00111	0,00084	0,00065	0,00051

Из полученных данных видно, что, действительно, методами МНП и 3М определяются разные углы, связанные соотношением (3.3), подтвержденным совпадением двух последних строк таблицы. Это положение необходимо учитывать, рассматривая вопрос о критерии оптимизации при проектировании НК (об этом речь пойдет ниже). При интегрировании дифференциального уравнения упругой линии система отсчета для угла поворота оси долота такая же, как в методе начальных параметров.

3.3. Реакции на долоте и калибраторе

По приведенным методикам были рассчитаны значения реакций на долоте и калибраторе в зависимости от расположения калибратора и его диаметра при двух характерных значениях зенитного угла – 30 и 80 градусов (рис. 3.4). Компоновка типовая: долото диаметром 215,9 мм, забойный двигатель – 195 мм. Из рисунка видно, что реакция на долоте с приближением к нему калибратора резко увеличивается.

При полноразмерном диаметре калибратора (наиболее часто применяемом) реакция на долоте при $L_1 = 1 \text{ м}$ составляет 10 кН. С дальнейшим уменьшением L_1 зависимость $Rd(L_1)$ приобретает экспоненциальный характер. Похожая картина (с несколько меньшими значениями Rd) наблюдается при диаметре калибратора 215 мм.

Полученные решения кажутся неправдоподобными. Действительно, таких реакций на долоте быть не может, но они были бы именно такие,

если на практике в точности реализовать расчетную схему, т.е. выполнить условие $D_{\text{нвд}} = Dd$. С уменьшением диаметра калибратора до 213,5 – 214 мм темп роста Rd с приближением калибратора к долоту умеренный, а при $L_1 = 0,6 - 0,7$ м кривые Rd и Rk начинают сближаться, т.е. калибратор как бы «прячется» за долото, которое постепенно переходит в режим фрезерования нижней стенки скважины.

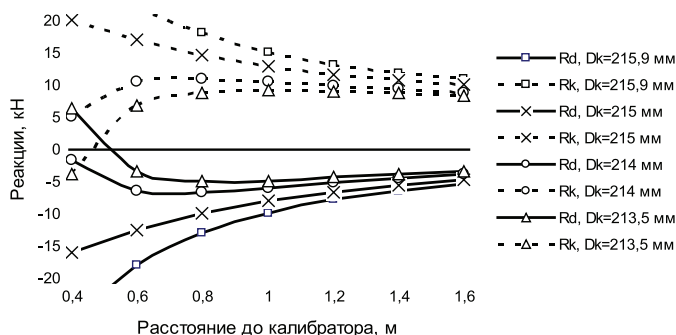


Рис. 3.4. Реакции на долоте и калибраторе (зенитный угол 30°)

Реакция на калибраторе во всех режимах ориентировочно в полтора раза выше, чем на долоте. При $Dk = 213,5 - 214$ мм величина Rk находится на уровне 10 кН и почти не реагирует на изменение L_1 до того момента, пока калибратор не перестанет взаимодействовать со стенкой скважины ($L_1 < 0,7$ м). При $Dk = 215 - 215,9$ мм реакция на калибраторе с его приближением к долоту стабильно возрастает. С увеличением зенитного угла до 80 град реакции на долоте и калибраторе становятся примерно в полтора раза выше. Высокая нагруженность калибратора будет приводить к его быстрому износу и потере диаметра, что вызовет изменение реакции на долоте и процесса искривления скважины. При таком режиме работы КНБК повышется износ опор долота и забойного двигателя, ухудшатся показатели бурения.

Зависимости $Rd(Dk)$, $Rk(Dk)$ оказались линейными (рис. 3.5); как и следовало ожидать, угол наклона этих линий с уменьшением L_1 увеличивается.

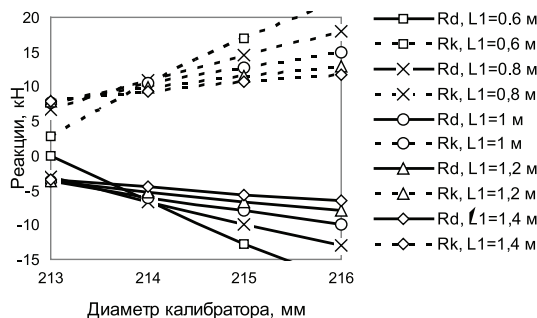


Рис. 3.5. Зависимость реакций на долоте и калибраторе от диаметра калибратора при зенитном угле 30°

3.4. Расчет компоновки с учетом кривизны оси скважины

Все приведенные выше результаты расчета реакций на ОЦЭ нужно рассматривать как теоретически максимально возможные. Они могут иметь место, если участок скважины близок к прямолинейно-наклонному. Как отмечалось ранее (см. п. 2.4), кривизна скважины вносит существенные коррективы в расчеты реакций на ОЦЭ и формы оси КНБК. В граничные условия должны быть внесены поправки, связанные с изменением уровня опор (калибратор, долото) и появлением дополнительного изгибающего момента.

На рис. 3.6 показана схема оси КНБК в искривленной скважине, ось 1 которой имеет радиус искривления R . Ось КНБК занимает положение 2, центры долота и калибратора находятся, соответственно в точках 3 и 4. Величины h_1 , h_2 , показывающие изменение уровня опор составляют

$$h_1 = (L_1 + L)^2 / 2R, \quad h_2 = L^2 / 2R \quad (3.5)$$

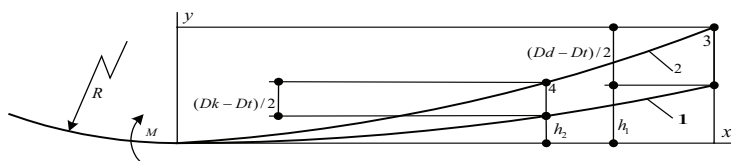


Рис. 3.6. Расчетная схема с учетом кривизны оси скважины: 1 — ось скважины, 2 — ось компоновки, h_1 , h_2 — изменение уровней долота и калибратора, соответственно

Изгибающий момент составляет $M = EI / R$. Ниже приведен порядок расчета в «Maple» с комментариями по поводу учета граничных условий.

> Dk:=0.214: L1:=1.4: Zen:=30: INt:=2:

Введены данные, подлежащие изменениям. Интенсивность увеличения зенитного угла $2^\circ / 100$ м для принятой компоновки приблизительно соответствует промысловым данным.

> Dd:=0.215.9 Dt:=0.195 EI:=9408

Введены постоянные параметры. Вводим вычисляемые параметры:

> **alfa:=3.14*Zen/180: R:=5732.5/INt:**

> **q:=1.36*sin(alfa): M:=EI/R:**

Далее вводится система уравнений.

> a1:={R0*(L+L1)+Rk*L1+EI/R=q*(L+L1)^2/2,

> R0+Rk+Rd=q*(L+L1):

> EI*((Dd-t)/2+(L+L1)^2/(2*R))=M*(L+L1)^2/2+

Rk*L1^3/6+R0*(L+L1)^3/6-q*(L+L1)^4/24,

> EI*((Dk-Dt)/2+L^2/(2*R))=M*L^2/2+

R0*L^3/6-q*L^4/24, L>0,

> Ugk=(M*L+R0*L^2/2-q*L^3/6)/EI,

> Ugd=(M*(L+L1)+R0*(L+L1)^2/2+Rk*L1^2/2-q*(L+L1)^3/6)/EI:

> **a2:= solve(a1,{Rd,Rk,R0,L,Ugd,Ugk});**

Получаем решение:

$$a2 := \{Rk = 9.171339390, \quad Ugd = 0.003465275283, \quad R0 = 2.296172871, \\ L = 9.649839142, \quad Ugk = 0.003910511104, \quad Rd = -3.957076494\}$$

Некоторые из полученных результатов расчетов реакций и угла поворота оси долота представлены в табл. 3.4.

Таблица 3.4

Результаты расчета с учетом кривизны оси скважины

Зенитный угол 30 град				
1	2	3	4	5
Dk, мм	215,9	215	214	213
Rd, кН	-4,0	-3,0	-1,9	-0,8
Rk, кН	9,2	8,0	6,7	5,3
L, м	9,6	9,3	8,9	8,5
Ugd, рад	0,0035	0,0037	0,0040	0,0040
Зенитный угол 80 град				
Rd, кН	-6,0	-4,9	-3,6	-2,3
Rk, кН	15,0	13,5	11,8	10,1
L, м	8,1	7,8	7,5	7,2
Ugd, рад	0,0028	0,0031	0,0034	0,0037

Как и следовало ожидать, реакция на долоте значительно уменьшилась, и это необходимо учитывать при расчете компоновок, работающих на увеличение (уменьшение) зенитного угла.

3.5. Применение метода возможных перемещений долота

Расчеты, выполненные двумя существенно отличающимися методами – 3М и МНП – показали, что с приближением калибратора к долоту реакции на долоте (Rd) и калибраторе (Rk) резко возрастают. В реальной скважине высокие значения Rd могут существовать непродолжительно, так как вследствие небольшой длины нижнего плеча компоновки (расстояние от торца долота до середины калибратора) достаточно незначительной выработки верхней стенки скважины для исчезновения отклоняющей силы и перехода работы КНБК в режим естественного снижения зенитного угла, при котором долото и калибратор работают, как еди-

ное целое, и имеют реакцию со стороны нижней стенки скважины. На соотношение фаз работы КНБК в этом сложном процессе оказывают влияние дискретность прохождения рабочих элементов долота, как шарошечного, так и PDC, через верхнюю часть стенки скважины, геологические условия, тип долота, наличие люфтов в опорах долота и забойного двигателя, режим промывки и т.д. Доминирование соответствующей группы факторов может привести к росту, стабилизации и падению зенитного угла, что подтверждается практикой бурения скважин на месторождениях Уренгойской группы.

Как было показано выше (см. п. 2.10), причиной нестабильной работы компоновки является низкое значение величины возможного поперечного перемещения долота, являющееся следствием близкого расположения калибратора. Так при диаметре калибратора 215 и 215,9 мм и расстоянии от него до долота 0,6 м, величина hd составляет всего 1...1,5 мм (см. рис. 2.25), т.е. при увеличении диаметра скважины над диаметром долота на 2...3 мм отклоняющая сила на долоте полностью исчезнет, и начнётся процесс постепенного фрезерования нижней стенки скважины калибратором. Совершенно ясно, что описываемый процесс крайне неустойчив, и необходимо увеличивать величину возможного перемещения долота путём установки переводника между долотом и калибратором. В работе [142] для надёжного увеличения зенитного угла рекомендуется КНБК по схеме: долото, переводник длиной 0,5 – 0,7 м, калибратор.

3.6. Компоновка с забойным двигателем уменьшенного диаметра

При бурении участка стабилизации зенитного угла возникают случаи, когда нужно существенно увеличить зенитный угол без изменения азимута, не применяя при этом ориентируемые компоновки. Для этого используют компоновку с калибратором в качестве ОЦЭ и с забойным двигателем уменьшенного диаметра. В частности, вместо турбобура диаметром 195 мм ставят винтовой забойный двигатель Д-172 (новый размер – 176 мм). Он имеет жесткость на изгиб $EI = 3996,6 \text{ кН} \cdot \text{м}^2$ и $q = 1,3 \text{ кН/м}$ [24].

На рис. 3.7 приведены результаты расчета данной НК, в которых по сравнению с типовой компоновкой произошли изменения (см. рис. 3.4).

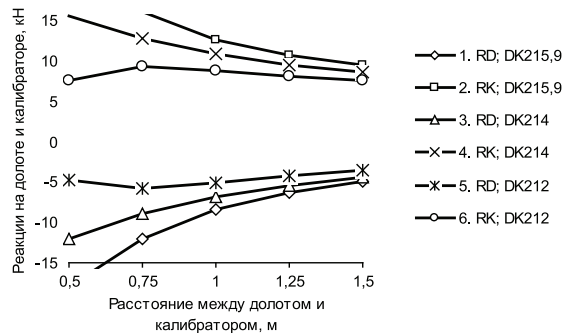


Рис. 3.7. Реакции на долоте и калибраторе при зенитном угле 30° :
долото 215,9 мм, забойный двигатель Д-172

При диаметре калибратора 215,9 мм реакция на долоте не увеличилась, а даже несколько снизилась. Однако, с уменьшением диаметра калибратора и приближением его к долоту кривые $Rd(L_1)$ имеют устойчивую тенденцию к росту значений, способствующих увеличению зенитного угла. Даже при $Dk = 212$ мм лишь намечилась легкая тенденция к уменьшению отклоняющей силы. Таким образом, даже калибратор минимально возможного диаметра, находясь непосредственно над долотом, перестает «прятаться» за него и обеспечивает отклоняющую силу. Отмеченные закономерности остаются справедливыми и при зенитном угле 80° .

Несмотря на некоторые выявленные закономерности работы компоновки с забойным двигателем Д-172, остается неясным, за счет чего эта КНБК гораздо более эффективна в отношении увеличения зенитного угла по сравнению с типовой, у которой, например, при диаметре калибратора 215,9 мм, получены такие же значения реакции на долоте. Для ответа на поставленный вопрос целесообразно рассматривать не реакцию на долоте, а величину его возможного перемещения в боковом направлении — hd (см. п. 2.10). Ранее величина hd рассматривалась без учета кривизны оси скважины, но в рассматриваемом случае при высокой интенсивности набора зенитного угла её необходимо учитывать. Ниже приводится решение в программе Maple с комментариями по поводу учета кривизны скважины.

Исходные данные дополняются следующими величинами:

$$> \text{INT}:=4: R:=5732.5/\text{INT}: M:=EI/R:$$

Вводится система основных и дополнительных уравнений

$$> a1:=\{R0*(L+L1)+Rk*L1+M=0.5*q*(L+L1)^2,$$

Введено уравнение моментов относительно центра долота. Величина М учитывает дополнительный момент, появляющийся за счет искривления скважины. Вводим уравнение проекций сил на ось у, не включая в него реакцию на долоте

$$> R0+Rk=q*(L+L1) ,$$

Записываем уравнение метода начальных параметров для точки, соответствующей долоту, с учетом дополнительного момента и изменения уровня в этой точке

$$> EI*((D1-Dt)/2+(L+L1)^2/(2*R))=M*(L+L1)^2/2+$$

$$Rk*L1^3/6+R0*(L+L1)^3/6-q*(L+L1)^4/24 ,$$

Заметим, что в знаменателе сомножители нужно обязательно брать в скобки, иначе Maple разделит выражение только на первый сомножитель, а последующие переведет в числитель. Далее вводится аналогичное уравнение перемещений для точки, соответствующей калибратору

$$> EI*((Dk-Dt)/2+L^2/(2*R))=M*L^2/2+R0*L^3/6-q*L^4/24,$$

Вводим дополнительные уравнения для определения углов поворота оси компоновки на калибраторе и долоте

$$\rightarrow \text{Ugd}=(M*(L+L1)+R0*(L+L1)^2/2+Rk*L1^2/2-q*(L+L1)^3/6)/EI, L>3\};$$

$$a2:=\text{solve}(a1, \{D1, Rk, R0, L, \text{Ugk}, \text{Ugd}\});$$

Компоновки с 3Д-195 и Д-172 дают разную интенсивность набора азимутального угла, но для сравнения их между собой нужно выполнить расчеты при одинаковых значениях кривизны скважины, поэтому принято некоторое промежуточное значение $i_a = 3^\circ/100 \text{ м}$. В табл. 3.5 приведены результаты расчетов величины возможного перемещения торца долота ти-

повой компоновки с ЗД-195 при характерных значениях зенитного угла 30 и 80 град, а в табл. 3.6 – результаты по компоновке с двигателем Д-172.

Из сравнения данных, содержащихся в таблицах, видно, что возможное боковое перемещение долота hd у компоновки с Д-172 в несколько раз выше. Напомним, что, чем больше величина hd , тем стабильнее осуществляется взаимодействие долота со стенкой скважины, т.е. её фрезерование с увеличением зенитного угла. Например, при любом зенитном угле калибратор минимально применяемого на практике диаметра (213 мм) обеспечит более надежный рост угла в компоновке с Д-172, чем полноразмерный калибратор в компоновке с ЗД диаметром 195 мм.

Таблица 3.5

Величины возможного перемещения долота в направлении стенки скважины при использовании забойного двигателя диаметром 195 мм

Диаметр забойного двигателя 195 мм, $i_a = 3^\circ / 100 \text{ м}$, $\alpha = 30$ град.					
L1, м	0,60	0,80	1,00	1,20	1,40
Dk=215,9 мм	0,80	1,05	1,25	1,40	1,50
Dk=215 мм	0,30	0,55	0,70	0,85	0,95
Dk=214 мм	-0,25	0,00	0,15	0,25	0,30
Dk=213 мм	-0,80	-0,60	-0,45	-0,35	-0,30
$\alpha = 80$ град					
Dk=215,9 мм	1,25	1,60	1,90	2,15	2,30
Dk=215 мм	0,70	1,05	1,35	1,55	1,70
Dk=214 мм	0,15	0,45	0,75	0,95	1,05
Dk=213 мм	-0,40	-0,10	0,15	0,30	0,40

Из полученных данных ясны ответы на некоторые вопросы, например, почему обычная компоновка с ЗД диаметром 195 мм без переводника ненадежна при любом калибраторе (недостаточная величина hd), а также понятно, почему компоновки с Д-172 обеспечивают рост угла и при отсутствии переводника. На основании рассмотрения реакций на долоте к подобным выводам ранее прийти не удалось.

Таблица 3.6

**Возможные перемещения долота при использовании
забойного двигателя Д-172**

Забойный двигатель Д-172, $i_a = 3^\circ / 100 \text{ м}$, $\alpha = 30 \text{ град}$.					
L1, м	0,6	0,8	1,0	1,2	1,4
Dk=215,9 мм	2,5	3,3	4,0	4,7	5,3
Dk=215 мм	2,0	2,8	3,5	4,1	4,7
Dk=214 мм	1,5	2,2	2,9	3,5	4,1
Dk=213 мм	0,9	1,6	2,3	2,9	3,5
$\alpha = 80 \text{ град}$					
Dk=215,9 мм	3,2	4,2	5,1	6,0	6,6
Dk=215 мм	2,7	3,7	4,6	5,4	6,1
Dk=214 мм	2,1	3,1	4,0	4,7	5,4
Dk=213 мм	1,6	2,5	3,4	4,1	4,8

В расчетах интенсивность увеличения угла принята равной $3^\circ / 100 \text{ м}$ для обеспечения возможности сравнения результатов. Данные, полученные при более характерном для КНБК с двигателем Д-172 значении интенсивности $i_a = 5^\circ / 100 \text{ м}$ приведены в табл. 3.7 (для зенитного угла 30 град). И в этом случае величина hd остается достаточно высокой. Если в некоторый момент она будет, хотя бы частично, выбрана долотом, отклоняющая сила, а с ней и кривизна скважины, начнут уменьшаться, но при уменьшении кривизны реакция на долоте вновь начнет возрастать, и вновь увеличится интенсивность набора зенитного угла и т. д. В целом, установится некоторое среднее, характерное для данной компоновки и условий бурения, значение i_a .

Таблица 3.7.

**Возможное перемещение долота при интенсивности
увеличения зенитного угла $5^\circ / 100 \text{ м}$**

Забойный двигатель Д-172, $i_a = 5^\circ / 100 \text{ м}$, $\alpha = 30 \text{ град}$.					
L1, м	0,6	0,8	1,0	1,2	1,4
Dk=215,9 мм	2,0	2,6	3,1	3,5	3,9
Dk=215 мм	1,5	2,1	2,6	3,0	3,3
Dk=214 мм	1,0	1,5	2,0	2,4	2,7
Dk=213 мм	0,4	0,9	1,4	1,8	2,1

Итак, величина возможного бокового перемещения долота hd позволяет сравнить эффективность компоновок и оценить их потенциальные возможности в отношении увеличения зенитного угла. Остается выяснить, за счет чего у КНБК с забойным двигателем Д-172 достигаются высокие значения hd . Для ответа на поставленный вопрос были выполнены расчеты двух компоновок (с ЗД 195 и Д-172) при зенитном угле 30° и разных расстояниях между долотом и калибратором. Диаметр калибратора принят равным 215,9 мм. Как будет показано ниже, это улучшит наглядность результатов, кроме того, производственники стараются по мере возможности устанавливать полноразмерный калибратор. Результаты расчетов представлены в табл. 3.8. Из неё видно, что углы поворота оси компоновки на долоте (Ugd) и калибраторе (Ugk) при использовании Д-172 примерно в два раза больше по сравнению с ЗД-195.

Таблица 3.8

**Результаты расчета величин возможных перемещений
и углов поворота долота**

Забойный двигатель Д-172, зенитный угол 30° , $Dd=Dk=215,9$ мм					
1	2	3	4	5	6
L_1 , м	0,6	0,8	1,0	1,2	1,4
hd_1^{172} , мм	3,31	4,38	5,42	6,42	7,37
hd_2^{172} , мм	3,31	4,39	5,43	6,43	7,39
Ugd^{172} , рад	0,005527	0,005482	0,005422	0,005345	0,005250
Ugk^{172} , рад	0,005532	0,005494	0,005445	0,005385	0,005312
Забойный двигатель диаметром 195 мм, угол 30° , $Dd=Dk=215,9$ мм					
hd_1^{195} , мм	1,61	2,13	2,64	3,12	3,58
hd_2^{195} , мм	1,61	2,14	2,64	3,13	3,59
Ugd^{195} , рад	0,002695	0,002672	0,002641	0,002602	0,002553
Ugk^{195} , рад	0,002698	0,002678	0,002653	0,002622	0,002586

Угол на долоте несколько меньше, чем на калибраторе за счет изгиба участка между ними (L_1) под действием собственного веса. На рис. 3.8 ось компоновки с забойным двигателем диаметром 195 мм показана пунктирной линией, а с Д-172 – сплошной. Из рисунка видно, что величину hd можно определить двумя способами

$$hd_1 = (D_1 - Dd) / 2 \quad (3.6)$$

$$hd_2 = L_1 \cdot (Ugd + Ugk) / 2 \quad (3.7)$$

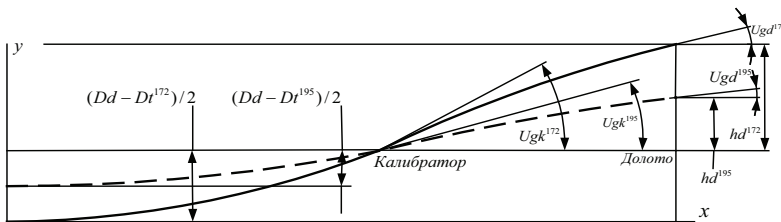


Рис. 3.8. Углы поворота оси компоновки при $D_k = D_d$

В таблице и на рисунке вычисляемые параметры снабжены верхними индексами, указывающими диаметр ЗД в варианте компоновки. Из табл. 3.8 видно, что результаты вычисления hd по формулам (3.6, 3.7) близки между собой и свидетельствуют о полном взаимном соответствии значений D_1 , Ugd , Ugk . При произвольных диаметрах калибратора появляется величина $(Dd - Dk)/2$ (рис. 3.9), и разница между величинами hd^{172} и hd^{195} еще более увеличивается.

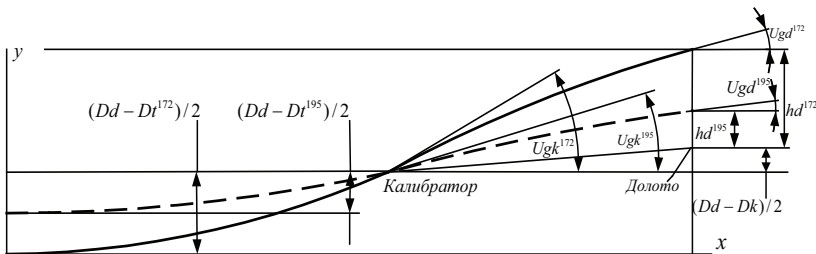


Рис. 3.9. Углы поворота оси НК на калибраторе и долоте при $D_k < D_d$

Таким образом, можно считать количественно установленным, что высокая эффективность по набору зенитного угла компоновки с Д-172 объясняется увеличением возможного перемещения долота вследствие большего искривления оси нижней части КНБК, а также различия в положении уровней центров долота и калибратора.

3.7. Показатели устойчивости компоновок с калибратором

При работе рассматриваемых компоновок может происходить существенное увеличение зенитного угла (особенно при большой длине рейса), поэтому важно, чтобы при этом отклоняющая сила на долоте оставалась стабильной; особенно нежелательно её уменьшение. В табл. 3.9 приведены рассчитанные значения реакции на долоте и показателей устойчивости $P(\alpha)$ для наиболее характерных компоновок.

Таблица 3.9

**Показатель устойчивости к изменению зенитного угла
компоновок с калибратором**

Долото 215,9 мм; диаметр калибратора 215,9 мм					
Зенитный угол, град		20	40	60	80
L, м	Rd, кН	- 14,7	- 19,9	- 22,9	- 24,3
	П(α), кН/град	- 0,26	- 0,15	- 0,07	
0,6	Rd, кН	- 7,4	- 9,8	- 11,2	- 11,8
	П(α), кН/град	- 0,12	- 0,07	- 0,03	
Диаметр калибратора 214 мм					
L, м	Rd, кН	- 4,7	- 8,2	- 10,4	- 11,4
	П(α), кН/град	- 0,18	- 0,11	- 0,05	
0,6	Rd, кН	- 4,5	- 6,4	- 7,5	- 8,0
	П(α), кН/град	- 0,09	- 0,05	- 0,02	
Долото 295,3 мм; диаметр калибратора 295,3 мм					
L, м	Rd, кН	- 20,6	- 27,6	- 31,6	- 33,4
	П(α), кН/град	- 0,35	- 0,20	- 0,09	
1,3					
Забойный двигатель Д-172, диаметры долота и калибратора – 215,9 мм					
L, м	Rd, кН	- 12,5	- 16,9	- 19,5	- 20,7
	П(α), кН/град	- 0,22	- 0,13	- 0,06	
0,6	Rd, кН	- 6,3	- 8,4	- 9,6	- 10,1
	П(α), кН/град	- 0,10	- 0,06	- 0,02	

Показатель устойчивости компоновок улучшается: при удалении калибратора от долота; уменьшении его диаметра; увеличении зенитного угла. Во всех случаях возрастанию зенитного угла сопутствует увеличение отклоняющей силы на долоте. С приближением калибратора к долоту неустойчивость работы компоновки, вызывающая прогрессирующее отклонение траектории скважины, резко возрастает.

Оценка влияния превышения фактического диаметра скважины над диаметром долота производится с помощью показателя $\Pi(D_{\text{скв}})$ (см. п. 2.11.3). Разработка стенок скважины приводит к уменьшению отклоняющей силы (табл. 3.10), и оно тем больше, чем ближе к долоту находится калибратор. Наиболее высокая устойчивость наблюдается у компоновок с ВЗД Д-172, что объясняется повышенной величиной возможного перемещения долота. Расчеты проведены при характерных значениях зенитного угла (40°) и диаметра калибратора (215 мм).

Рис. 3.10 даёт наглядное представление о неустойчивости к изменению диаметра калибратора компоновок с близким его расположением к долоту.

Таблица 3.10

**Показатель устойчивости к изменению диаметра
скважины компоновок с калибратором**

Долото 215,9 мм; диаметр калибратора 215 мм; ЗД – 195 мм					
Диаметр скважины, мм		215,9	218	220	222
L, м	Rd, кН	- 14,6	- 2,1	11,8	28,3
	$\Pi(D_{\text{скв}})$, кН/мм	6,25	6,95	8,75	
1,1	Rd, кН	- 8,2	- 5,0	- 1,6	2,0
	$\Pi(D_{\text{скв}})$, кН/мм	1,60	1,70	1,80	
Долото 215,9 мм; диаметр калибратора 215 мм; ЗД – Д-172					
L, м	Rd, кН	- 14,8	- 10,0	- 5,1	0,1
	$\Pi(D_{\text{скв}})$, кН/мм	2,40	2,45	2,60	
1,1	Rd, кН	- 7,8	- 6,4	- 5,1	- 3,8
	$\Pi(D_{\text{скв}})$, кН/мм	0,70	0,65	0,65	
Долото 295,3 мм; диаметр калибратора 295 мм; ЗД – 240 мм					
Диаметр скважины, мм		295,3	297,3	299,3	301,3
L, м	Rd, кН	- 25,0	- 20,9	- 16,9	- 12,7
	$\Pi(D_{\text{скв}})$, кН/мм	2,05	2,00	2,10	

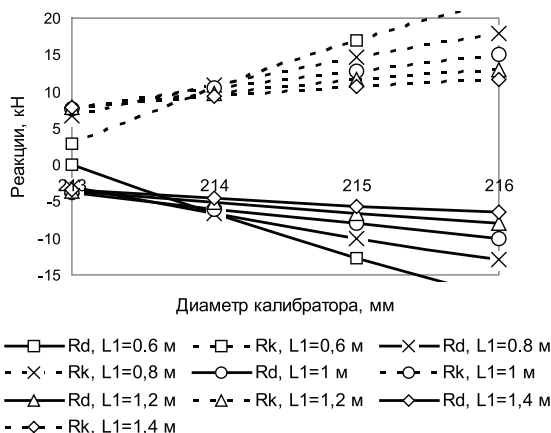


Рис. 3.10. Зависимость реакций на долоте и калибраторе от диаметра калибратора

Кривые 1, 2, имеют большой угол наклона, они соответствуют реальному процессу приблизительно в интервале $212,5 < D_k < 213,5$ мм. Полученные величины R_d , R_k при $D_k > 213,5$ мм возникли бы при отсутствии уширения стенок скважины (объяснение дано выше).

Переход R_k в отрицательную область при $D_k < 212,5$ мм означает, что для реализации расчетной схемы, предполагающей контакт калибратора с нижней стенкой скважины, на него сверху должна действовать полученная в решении сила R_k , которой нет в действительности; т.е. при $D_k < 212,5$ мм решение перестает описывать реальный процесс.

Влияние износа калибратора оценивается показателем $\Pi(D_k)$. Все закономерности его изменения оказались такими же, как у показателя $\Pi(D_{\text{СКВ}})$ (табл. 3.11).

Равнодействующая реакции на калибраторе может изменять своё положение, что отражается на величине R_d и оценивается показателем устойчивости $\Pi(L)$. Как и следовало ожидать, величина $\Pi(L)$ уменьшается по мере удаления калибратора от долота (табл. 3.12). Чем она меньше, тем легче подобрать требуемую компоновку, и тем стабильнее она будет в работе.

Следует отметить, что в случаях, когда реакция на долоте достигает высоких значений, целесообразно рассмотреть вместо R_d величины возможного перемещения долота.

Таблица 3.11

**Показатель устойчивости к изменению диаметра
калибратора компоновок с калибратором**

Долото 215,9 мм; ЗД – 195 мм; зенитный угол 40 градусов					
Диаметр калибратора, мм		215,9	215	214	213
L, м 0,6	Rd, кН	- 19,9	- 14,6	- 8,2	- 1,2
	П(Dk), кН/мм	5,3	6,4	7,0	
1,1	Rd, кН	- 9,8	- 8,2	- 6,4	- 4,4
	П(Dk), кН/мм	1,6	1,8	2,0	
долото 215,9 мм; ЗД – Д-172					
L, м 0,6	Rd, кН	- 16,9	- 14,8	- 12,3	- 9,7
	П(Dk), кН/мм	2,1	2,5	2,6	
1,1	Rd, кН	- 8,4	- 7,8	- 7,0	- 6,3
	П(Dk), кН/мм	0,6	0,8	0,7	

Таблица 3.12

**Показатель устойчивости к изменению расположения
калибратора компоновок с калибратором**

Долото 215,9 мм; ЗД – 195 мм; Dk = 215 мм; зенитный угол 40 градусов							
Расстояние L до калибратора, м	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2
Rd, кН	- 14,6	- 12,8	- 11,4	- 10,2	- 9,1	- 8,2	- 7,5
П(L), кН/0,1 м	1,8	1,4	1,2	1,1	0,9	0,7	
Долото 215,9 мм; ЗД – Д-172 ; Dk = 215 мм; зенитный угол 40 градусов							
Rd, кН	- 14,8	- 12,7	- 11,0	- 9,7	- 8,6	- 7,8	- 7,0
П(L), кН/0,1 м	2,1	1,7	1,3	1,1	0,8	0,8	

Сопоставлять между собой величины разных показателей устойчивости нельзя, так как они отличаются размерностью. Итак, практически во всех случаях удаление калибратора от долота положительно влияет на показатели устойчивости компоновок. Самые низкие показатели устойчивости имеет компоновка с калибратором, расположенным непосредственно над долотом, в т.ч. и компоновка с винтовым забойным двигателем.

Такое подробное изучение работы компоновок с калибратором в качестве ОЦЭ было предпринято в связи с тем, что, как будет показано ниже, этими компоновками выполнен большой объем бурения в Западной Сибири.

4. КОМПОНОВКИ С ОДНИМ ЦЕНТРАТОРОМ

В 70-е годы в Западной Сибири делались попытки применения компоновок, включающих только центратор на корпусе забойного двигателя. Работа такой компоновки оказалась неудовлетворительной [42], и было принято решение устанавливать над долотом полноразмерный калибратор. По-видимому, предполагалось, что ввиду близкого расположения к долоту калибратор будет вместе с ним работать, как единый породоразрушающий инструмент. С тех пор это положение не пересматривалось, и тщательных исследований по этому вопросу не проводилось.

В инструкции СИБНИИНП [56] приводятся результаты расчетов компоновок с центраторами, на основании которых разработаны рекомендации по их применению. Некоторые буровые организации пользуются ими до настоящего времени. В то же время, многолетняя практика применения указанных компоновок показала, что они не обеспечивают надежной стабилизации зенитного угла и азимута. В результате их использования можно получить стабилизацию, рост и падение зенитного угла.

Ниже дан детальный анализ основных положений данной инструкции и приведено подробное исследование работы наиболее распространенных в Западной Сибири одноцентрированных неориентируемых компоновок (ОНК).

4.1. Критический диаметр калибратора

Для выявления роли калибратора в типовой стабилизирующей компоновке были выполнены её расчеты методами МНП, в «Maple» и 3М в «MathCad». На рис. 4.1 показана типовая компоновка, применяемая в Западной Сибири [42, 56]; она включает долото 1 с наддолотным калибратором 2, устанавливаемые на валу 3 забойного двигателя, и центратор 4 в виде стабилизирующего кольца СТК на ниппеле забойного двигателя 5. Наиболее часто используются СТК диаметром $D_c = 212...214$ мм, минимальный размер – 210 мм. При диаметре долота $D_d = 215,9$ мм диаметр калибратора D_k составляет, как правило, не менее 214 мм, а согласно инструкции [56] предусматривается установка полноразмерного калибратора диаметром 215,9 мм.

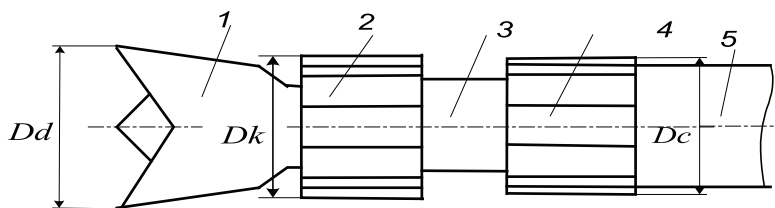


Рис. 4.1. Типовая стабилизирующая компоновка НК-СТК

Для изучения роли калибратора на первом этапе исследования его необходимо рассматривать как опорно-центрирующий элемент. Следовательно, расчетной схемой является схема с двумя ОЦЭ. Ранее такая схема была принята при изложении методов расчета компоновок (см. п.п. 2.6, 2.7). В результате решения могут быть определены: реакции на долоте (R_d), калибраторе (R_k) и центраторе (R_c); длина участка КНБК от центратора до точки контакта ЗД со стенкой скважины; углы поворота оси компоновки на долоте, калибраторе, и центраторе, изгибающие моменты на всех ОЦЭ. Входные параметры, подлежащие варьированию: диаметры калибратора (D_k) и центратора (D_c), расстояния между долотом и калибратором (L_1), калибратором и центратором (L_2); зенитный угол α .

Рассчитанные величины реакций на долоте, калибраторе, и центраторе в зависимости от диаметра калибратора при фиксированных значениях диаметра центратора показаны на рис. 4.2. Пяти значениям диаметра центратора соответствуют 5 групп линий R_d , R_k , R_c . Линии R_d – сплошные; R_k , R_c – пунктирные, соответственно, с длинным и коротким штрихами.

Диаметры центраторов показаны на линии $R = 0$ около соответствующей группы линий. Например, группа линий R_d , R_k , R_c при $D_c = 214$ мм пересекает ось D_k в районе $D_k = 215$ мм; если $D_c = 213$ мм – пересечение оси $R = 0$ происходит при $D_k = 214,5$ мм и т.д.

Положительные значения реакций означают то, что происходит взаимодействие с нижней стенкой скважины. Можно видеть, что имеется некоторый диапазон значений от D_{k1} до D_{k2} , в котором обе реакции (R_k и R_c) положительны. Он находится между точками пересечения оси D_k при $R = 0$ линиями R_k , R_c . При значении D_k внутри этого диапазона работают одновременно калибратор и центратор. Например, при диаметре центратора, равном 214 мм происходит следующее: если $D_k \leq 215,1$ мм, калибратор не работает; при $D_k = 215,1 - 215,2$ мм

работают одновременно калибратор и центратор, причём они одинаково нагружены при $D_k = 215,15$ (абсцисса на пересечении линий R_k , R_c); если же $D_k \geq 215,2$ мм, центратор вообще не взаимодействует со стенкой скважины. С уменьшением D_k происходит перераспределение нагрузки между центратором и калибратором, на центраторе она возрастает, а на калибраторе уменьшается.

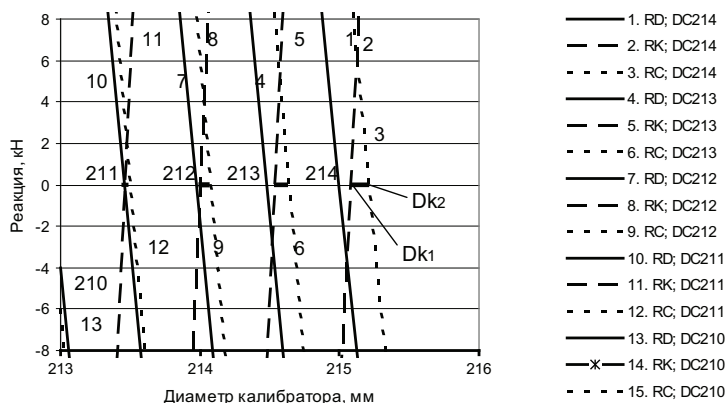


Рис. 4.2. К определению критического диаметра калибратора: долото диаметром 215,9 мм; забойный двигатель диаметром 195 мм; зенитный угол 30°

Необходимо не только устранить совместную работу калибратора и центратора, а чтобы на калибраторе вообще не было реакции, поэтому его диаметр не должен превышать того значения, при котором линия R_k пересекает ось D_k . Это значение диаметра калибратора можно назвать критическим — $D_{k_{кр}}$. Для $D_c = 214$ мм оно составляет 215,1 мм (см. рис. 4.2), для $D_c = 213$ мм — примерно 214,5 мм и т.д. С уменьшением диаметра центратора зона возможной совместной работы калибратора и центратора уменьшается, и при $D_k < 212$ мм она практически исчезает.

Таким образом, каждому значению диаметра центратора соответствует некоторое критическое значение диаметра калибратора ($D_{k_{кр}}$), превышение которого приводит к тому, что калибратор выключает из работы центратор, становясь опорно-центрирующим элементом (ОЦЭ). При уменьшении диаметра калибратора СТК вступает в работу в качестве центратора, и теперь калибратор не оказывает никакого силового воздей-

ствия и только калибрует стенки скважины. Таким образом, СТК может работать в качестве центратора только при соблюдении условия

$$Dk < Dk_{кр} \quad (4.1)$$

Этому условию удовлетворяют соотношения между диаметрами центратора и калибратора, представленные в табл. 4.1 (см. также рис. 4.2).

Таблица 4.1

Соотношение между диаметрами центратора и калибратора

Диаметр центратора, мм	210	211	212	213	214
Критический диаметр калибратора, мм	213,0	213,5	214,0	214,5	215,1

Из данных таблицы следует, что в типовых компоновках условие (3.1) на практике почти всегда нарушается, и СТК никакой роли не выполняет, 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. Сказанное усугубляется следующим обстоятельством. Реакции на калибраторе и долоте направлены противоположно друг другу и могут достигать до 10 кН и более. При этом неизбежно формирование овальной формы сечения скважины, что приводит к еще большему увеличению зазора между центратором и стенкой скважины. Вообще исключить калибратор из компоновки нельзя, так как при бурении шарошечными долотами, особенно при высокой механической скорости бурения (характерно для Западной Сибири), поперечное сечение скважины отличается от формы окружности, и требуется калибрование стенок скважины. Указанное обстоятельство может приводить к изменению фактического расположения центратора по отношению к оси скважины, а, при существующих размерах типовой компоновки, как это следует из результатов расчетов, приведенных ниже, реакция на долоте резко реагирует на этот фактор. Результаты расчётов (см. рис. 4.2) нужны лишь для определения значений $Dk_{кр}$. Только окрестности точек пересечения

линий R_k , R_c с осью D_k отражают реальное состояние системы. Отрицательные R_k , R_c отображают лишь теоретические условия реализации расчетной схемы, предусматривающей контакт калибратора и центратора с нижней стенкой скважины. В рассматриваемом случае представляет интерес только зона $D_k \leq D_{k_{кр}}$, т.е. когда калибратор выполняет своё прямое назначение – калибрует скважину, а центратор создаёт требуемую отклоняющую силу на долоте. Расчетная схема в этом случае соответствует одноцентраторной компоновке. Результаты расчетов компоновки с одним центратором при зенитном угле 30° представлены на рис. 4.3. Отчетливо видно, что перемещение центратора к долоту, например, в район расположения калибратора, приводит к неустойчивому решению с нереальными величинами реакций R_d , R_c . Однако, они не достигают тех значений, которые имеют место в случае калибратора, имеющего диаметр, близкий к диаметру долота. Таким решениям соответствует нестабильность работы компоновки.

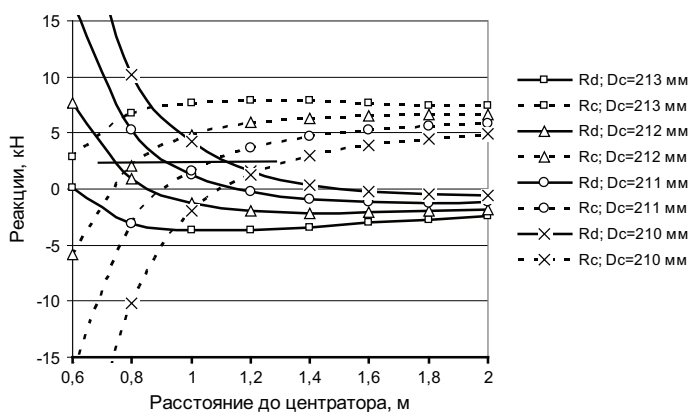


Рис. 4.3. Реакции на долоте и центраторе

В зоне реального расположения СТК ($1,2 \div 1,3$ м) зависимость R_d , R_c от его местоположения уменьшается, но влияние его диаметра существенно. При удалении СТК (например, с помощью переводника, устанавливаемого над калибратором) компоновка становится менее чувствительной и к диаметру центратора. При этом на долоте имеется стабильная отклоняющая сила, способствующая малоинтенсивному росту зенит-

ного угла за счет фрезерования верхней стенки скважины. С приближением центратора к долоту происходит перераспределение нагрузок между ними, линии R_d , R_c сближаются и при некотором значении l пересекаются. В этот момент реакции на долоте и центраторе равны между собой и составляют примерно 2 кН независимо от диаметра центратора (показано на рисунке горизонтальным отрезком). Направлены они могут быть только со стороны нижней стенки скважины, и компоновка работает на уменьшение зенитного угла. При дальнейшем приближении центратора линии R_c резко уходят вниз (а R_d , соответственно, вверх), и он перестает взаимодействовать со стенкой скважины. Увеличение зенитного угла с 30 до 80° приводит к возрастанию (примерно в полтора раза) реакции на долоте (рис. 4.4). Равенство R_d и R_c теперь наблюдается примерно при 2,5 кН для любого центратора.

Важно подчеркнуть, что приведенные выше зависимости отражают работу одноцентраторной компоновки с калибратором, не являющимся опорно-центрирующим элементом. На практике калибраторы, удовлетворяющие этому условию, за редким исключением, не применяются.

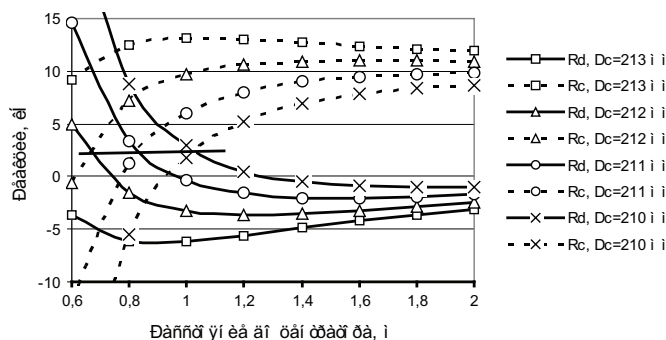


Рис. 4.4. Реакции на долоте и центраторе при $\alpha = 80^\circ$

Определение критического диаметра калибратора путём расчета двухцентраторной КНБК основано на выполнении условия отсутствия реакции на калибраторе, т.е. учитывает форму изогнутой оси компоновки. Если пренебречь её изгибом, условие (4.1) приобретает простой ге-

ометрический смысл (рис. 4.5): габариты калибратора не должны выходить за линию ВС, соединяющую точку В калибрующего венца шарошки долота с ближайшей точкой опорной поверхности центратора.

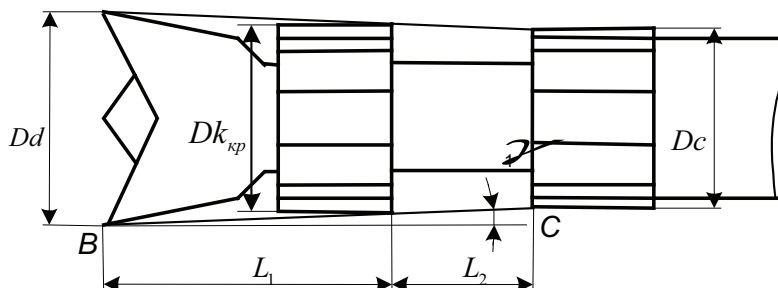


Рис. 4.5. Определение критического диаметра калибратора без учета изгиба компоновки

У долота PDC точка В находится в верхней части рабочей поверхности лопастей. Из схемы следует очевидная формула для определения $Dk_{кр}$ (запатентовано нами [143])

$$Dk_{эд} = Dc + \frac{L_2(Dd - Dc)}{L_1 + L_2} \quad (4.2)$$

Удобство расчета критического диаметра калибратора по формуле (4.2) несомненно, а правомерность её применения зависит от соотношения углов γ_1 и θ – угла поворота оси долота при изгибе компоновки. Угол θ по расчетам составляет примерно 10^{-4} рад, а угол γ_1 на порядок больше, поэтому изгибом компоновки в рассматриваемом случае можно пренебречь. Если принять $L_1 = L_2$ при $Dc = 212$ мм, по формуле (4.2) получаем размер калибратора 214 мм. Расчет двухцентраторной КНБК выполненный при $L_1 = L_2 = 0,6$ м, также даёт $Dk_{кр} = 214$ мм (см. табл. 4.1). При уменьшении жёсткости участка между долотом и центратором, может потребоваться проверка значимости угла θ . При этом необходимо учитывать также величину зенитного угла, так как с его увеличением возрастает прогиб компоновки.

Применение предлагаемого способа определения диаметра калибратора позволит: сократить затраты, связанные с отклонением реальных профилей скважин от проектных; улучшить технико-экономические показатели бурения за счет улучшения условий работы долота, повысить стойкость долот и забойных двигателей, использовать изношенные кали-

браторы и сократить потребность в них за счет уменьшения интенсивности износа и увеличения допустимой степени износа.

При выполнении условия вписываемости калибратора в ограничивающий конус эффективность функции калибрования стенки скважины передней частью калибратора снижается, а работать будет в основном верхняя, удалённая от долота, часть калибратора, подвергаясь повышенному износу. Это подтверждается теоретическими и экспериментальными исследованиями [144, 145] и промышленными наблюдениями: в буровых журналах можно встретить запись типа: «калибратор сработался на конус с 215,9 до 214 мм». С целью повышения эффективности калибрования стенки скважины предлагается калибратор, рабочая поверхность которого имеет коническую форму (запатентовано нами [146]); он показан на рис. 4.6.

Угол γ между образующей конуса, формирующей рабочую поверхность калибратора, и его осью зависит от геометрических параметров компоновки и определяется по формуле

$$\gamma = \frac{Dd - Dc}{2(L_1 + L_2)}, \text{ рад} \quad (4.3)$$

Здесь L_1 – расстояние между торцевой поверхностью долота и ближайшей точкой рабочей поверхности калибратора; L_2 – расстояние между наиболее приближенными к долоту точками рабочих поверхностей калибратора и центратора. Диаметр калибратора Dk_1 (см. рис. 4.6) определяется по формуле

$$Dk_1 = Dd - 2L_1 \gamma \quad (4.4)$$

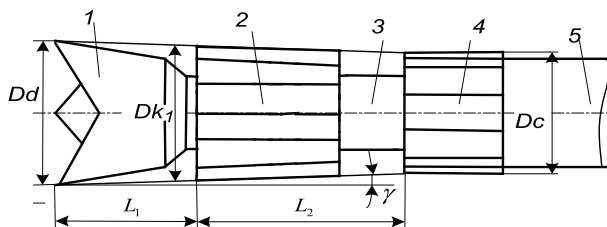


Рис. 4.6. Компоновка с коническим калибратором
1 – долото; 2 – конический калибратор; 3 – вал забойного двигателя;
4 – центратор; 5 – шпindel турбобура

4.2. Прогибы и углы поворота оси КНБК

При изменении расстояния L_1 от долота до центратора происходит изменение формы изогнутой оси КНБК, которая определяется величинами прогибов оси компоновки и углов поворота её сечений. Программа для графического построения распределения указанных параметров по длине КНБК имеет следующую структуру. Сначала вводятся исходные данные, включая рассчитанные по другой программе величины реакций на центраторе (R_c), в точке контакта забойного двигателя со стенкой скважины (R_0) и расстояния от этой точки до центратора L . Далее для участков компоновки $0 < x < L$ и $L < x < (L + L_1)$ вводятся выражения углов поворота (U_g) и прогибов оси КНБК (v) по правилам метода начальных параметров. Последней операцией является построение графиков $U_g(x)$ и $v(x)$ с помощью функции «plot». Напомним, что координата $x = 0$ соответствует точке контакта 3Д со стенкой скважины, $x = L$ – центратору, а $x = (L + L_1)$ – долоту. Текст программы:

```
>Dc:=0.212:L1:=10:ZEN:=40:
```

```
EI:=9408:Dd:=0.2159:
```

```
Dt:=0.195:alfa:=3.14*ZEN/180:
```

```
q:=1.36*sin(alfa):
```

```
Rc:=15.85:R0:=3.72:
```

```
L:=8.41:Ug:=piecewise(x<L,(R0*x^2/2-q*x^3/6)/EI,
```

```
x<(L+L1),(R0*x^2/2+Rc*(x-L)^2/2-q*x^3/6)/EI):
```

```
v:=piecewise(x<L,(R0*x^3/6-q*x^4/24)/EI,
```

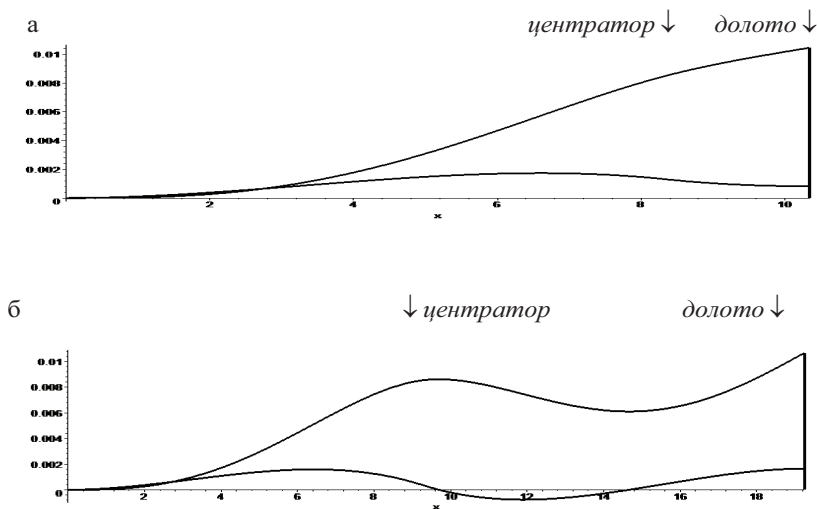
```
x<(L+L1),(R0*x^3/6+Rc*(x-L)^3/6-
```

```
q*x^4/24)/EI):
```

plot([Ug,v],x=0..18.41,thickness=3);

На рис. 4.7, а, б, в, г показаны величины прогибов и углов поворота оси КНБК с центратором диаметром 212 мм при его размещении в 2-х и 10 м от долота и зенитных углах 30 (а, б) и 80о (в, г). Начало координат находится напротив точки контакта забойного двигателя со стенкой скважины, поэтому верхняя линия, показывающая прогиб компоновки, одновременно является её осью. Изменение уровня (координаты y) на всей длине составляет величину $(D_d - D_t)/2$. Нижняя линия – это углы поворота поперечных сечений КНБК (или её оси). Числовые значения прогибов (м) и углов (рад) совпадают. На графиках (особенно, при $\alpha = 80^\circ$) отчетливо видно соответствие кривых прогибов и углов поворота. Места пересечения оси x линией $U_g(x)$ совпадают с экстремумами функции прогиба $y(x)$. При зенитном угле 80° и $L_1 = 10$ м (рис. 4.7, г) прогиб участка КНБК между долотом и центратором настолько велик, что компоновка почти касается стенки скважины.

В работе [24] предлагается одноцентричные компоновки разделить на жесткие, упругие и гибкие. Критерием для такого разделения служит угол поворота оси КНБК на центраторе (U_{gc}), диаметр которого принят равным диаметру долота. При близком расположении центратора величина U_{gc} должна достигать максимума с соответствующим расстоянием до центратора $L_1^{(max)}$; компоновка с $L_1 < L_1^{(max)}$ – жесткая.



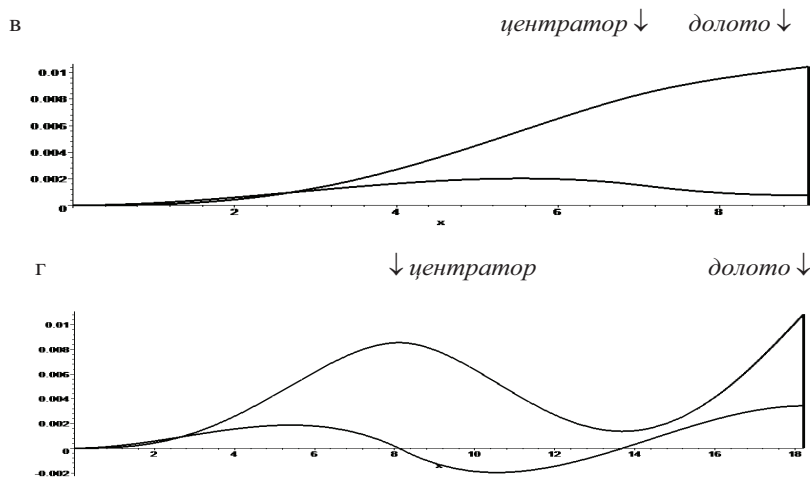


Рис. 4.7. Форма оси КНБК (верхняя кривая) и углы поворота её сечений:
а – $L_1=2$ м, зенитный угол – 30° ; б – $L_1=10$ м, $\alpha=30^\circ$; в – $L_1=2$ м, $\alpha=80^\circ$;
г – $L_1=10$ м, $\alpha=80^\circ$

С удалением центратора угол U_{gc} уменьшается, и при $L_1 = L_1^{(0)}$ становится равным нулю. Компоновка с $L_1^{(\max)} < L_1 < L_1^{(0)}$ названа упругой. Если расстояние до центратора превышает величину $L_1^{(0)}$, компоновка называется гибкой. На практике в компоновках с долотом диаметром 215,9 мм применяются центраторы диаметром 210 – 214 мм, поэтому углы поворота сечений КНБК отличаются от углов, принятых в работе [24].

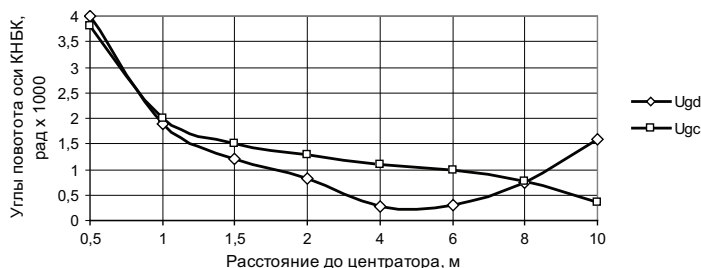


Рис. 4.8. Изменение углов поворота оси КНБК на долоте и центраторе при изменении расстояния до центратора

На рис. 4.8 показано изменение углов поворота оси компоновки на долоте и калибраторе при диаметре центратора 212 мм и зенитном угле 30°. В данном случае более информативным с точки зрения оценки жесткости КНБК оказался угол поворота оси долота, имеющий четко выраженный минимум при расстоянии до центратора 4 – 5 м от долота.

4.3. Стабилизирующие компоновки ОНКС

4.3.1. Расчет геометрических параметров

Стабилизирующая компоновка удовлетворяет критерию полной стабилизации зенитного угла [25, 26] при выполнении условий равенства нулю реакции на долоте и угла между осями долота и скважины. Первое условие должно обеспечивать отсутствие фрезерования стенки скважины боковой поверхностью долота, второе – отсутствие асимметричного разрушения забоя его рабочей поверхностью. Второе условие косвенным образом приводит и к отсутствию фрезерования стенки скважины, так как долото, расположенное вдоль оси скважины (с совпадением их осей) теряет свою фрезерующую способность [24]. Решение методом начальных параметров в «Maple» с учетом данных условий приведено ниже.

> restart: Dd:=0.2159: Dt:=0.195: zen:=40:

alfa:=3.14*zen/180: q:=1.36*sin(alfa):EI:=9408:

a1:={R0*(L0+L1)+Rc*L1=q*(L0+L1)^2/2,

R0+Rc=q*(L0+L1), (4.5)

EI*(Dd-Dt)/2=Rc*L1^3/6+R0*(L1+L0)^3/6-

q*(L1+L0)^4/24,

EI*(Dc-Dt)/2=R0*L0^3/6-q*L0^4/24,

UgC=(R0*L0^2/2-q*L0^3/6)/EI,

$$0=(R_0*(L_0+L_1)^{2/2}+R_c*L_1^{2/2}-$$

$$q*(L_0+L_1)^{3/6}/EI, L_0>0\}: \quad (4.6)$$

$$a_2:=\text{solve}(a_1, \{R_c, R_0, L_0, U_g C, L_1, D_c\});$$

Результат решения:

$$a_2:=\{U_g C=1.115948054 \cdot 10^{-3}, L_0=8.323764574,$$

$$L_1=4.161882282, R_0=2.727559385, R_c=8.182678142,$$

$$D_c=0.213577777\}$$

Формула (4.5) выражает условие $R_d = 0$ (отсутствие реакции на долоте), а (4.6) – совпадение оси долота с осью скважины. На выходе имеем оптимальные значения диаметра центратора и его расположения (D_c , L_1).

Результаты расчета стабилизирующей одноцентраторной компоновки представлены в табл. 4.2. Из данных таблицы следует, что для каждого значения зенитного угла существует единственное сочетание диаметра центратора и расстояния его от долота. При этом диаметр центратора не зависит от зенитного угла. Такой вывод был сделан ранее в работах [25, 26], а также в [40], где применен метод раскрытия статической неопределимости с использованием уравнений трёх моментов (метод 3М) и получены результаты, практически совпадающие с нашими (см. табл. 4.2).

Таблица 4.2

Геометрические параметры компоновок ОНКС

Компоновка: долото диаметром 295,3 мм, турбобур – 240 мм				
Зенитный угол, град	20	40	60	80
D_c , мм	289,15	289,15	289,15	289,15
М.П. Гулизаде [16]	289,20	289,20	289,20	289,20
L_1 , м	7,11	6,07	5,63	5,45
М.П. Гулизаде [16]	7,00	6,00	–	–
$U_g C \times 1000$, рад	1,73	2,02	2,18	2,25
R_c , кН	11,10	17,80	22,30	24,50
Компоновка: долото диаметром 215,9 мм, турбобур – 195 мм				

Зенитный угол, град	20	40	60	80
Dc, мм	213,6	213,6	213,6	213,6
М.П. Гулизаде [16]	213,6	213,6	213,6	213,6
L1, м	4,87	4,16	3,86	3,74
М.П. Гулизаде [16]	4,80	4,10	–	–
UgC × 1000, рад	0,95	1,12	1,2	1,24
Rc, кН	5,10	8,18	10,20	11,30

В работе [147] приведены результаты расчёта параметров одноцен-
траторной компоновки, обеспечивающих стабилизацию зенитного угла.
Диаметр центратора принят равным 215 мм, т.е. не соответствует крите-
рию оптимизации и не применим на практике.

Расчеты по обычным методикам показывают, что ОНКС должна иметь
увеличенный диаметр центратора, что иногда нежелательно, особенно для
условий бурения в Западной Сибири. Если выполнить расчет ОНКС с турбо-
буром, рассматривая её, как систему вал – корпус, взаимодействующие меж-
ду собой через радиальные опоры, диаметр центратора (Dc) уменьшается.
Например, при диаметрах долота и турбобура (Dd, Dt), составляющих, соот-
ветственно, 215,9 и 195 мм, он не превышает 212 мм [72].

Расчетное расположение центратора ОНКС при диаметре долота
215,9 мм (см. табл. 4.2) – между шпинделем и нижней секцией ЗД. Целе-
сообразно применение полноразмерного калибратора, так как угол между
осью долота и скважины равен нулю, и калибратор, не являясь опорно-
центрирующим элементом, будет уменьшать его фрезерующую способ-
ность в случае отклонения от расчетного режима. При определении ве-
личины L_1 (расстояние между долотом и центратором) нужно учитывать
длину калибратора, принимая его с долотом за единое целое.

Возможна реализация компоновки, близкой к ОНКС, при диаметре
долота 295,3 мм с использованием передвижного центратора 3-ЦДП 290.

За последние годы расширяется применение высокопроизводитель-
ных алмазных долот PDC производства ОАО «Волгабурмаш». Для рабо-
ты в сочетании с ЗД диаметром 172 – 195 мм выпускаются долота диаме-
тром 214,3; 215,9; 220,7; 222,3 мм [148]. Высокая моментоемкость долот
PDC, как правило, требует применения ВЗД, но возможно также примене-
ние турбобуров с повышенным крутящим моментом, например, Т1-195.

В таблицах 4.3, 4.4 приведены расчетные данные по компоновкам ОНКС с указанными двигателями.

Таблица 4.3

**Расчётные геометрические параметры компоновок ОНКС
с забойным двигателем диаметром 195 мм и долотами PDC**

Зенитный угол, град	Диаметр долота PDC, мм	Диаметр центра- тора, мм	Расстояние между до- лотом и центратором, м
20	222,3	219,3	5,20
	220,7	217,8	5,13
	215,9	213,6	4,87
	214,3	212,2	4,78
40	222,3	219,3	4,45
	220,7	217,8	4,38
	215,9	213,6	4,16
	214,3	212,2	4,08
60	222,3	219,3	4,13
	220,7	217,8	4,07
	215,9	213,6	3,86
	214,3	212,2	3,79

При любой компоновке диаметр центратора остаётся неизменным независимо от значения зенитного угла, с увеличением которого расстояние между центратором и долотом уменьшается. Передвижные центраторы 3-ЦДП для Д-172 выпускаются диаметрами 212, 214, 215 и 215,9 мм [149].

Таблица 4.4

**Расчётные геометрические параметры компоновок ОНКС
с забойным двигателем Д-172 и долотами PDC**

Зенитный угол, град	Диаметр до- лота PDC, мм	Диаметр цен- тратора, мм	Расстояние между долотом и центратором, м
1	2	3	4
20	222,3	216,7	5,17
20	220,7	215,3	5,13
	215,9	211,0	5,00
	214,3	209,6	4,95

40	222,3	216,7	4,41
	220,7	215,3	4,38
	215,9	211,0	4,27
	214,3	209,6	4,23
60	222,3	216,7	4,10
	220,7	215,3	4,06
	215,9	211,0	3,96
	214,3	209,6	3,90

Из табл. 4.4 видна возможность реализация компоновок с диаметрами долот PDC, равными 220,7 и 215,9 мм и передвижными центраторами.

4.3.2 Устойчивость компоновок ОНКС

Устойчивость ОНКС к изменению зенитного угла. Зависимости $R_d(\alpha)$ ОНКС, оптимизированных для значений зенитного угла 20, 40, 60°, приведены на рис. 4.9 (сплошные линии). В принятой системе координат положительная реакция направлена вверх, со стороны нижней стенки скважины, и соответствует уменьшению зенитного угла (α). Пересечение оси каждой кривой наблюдается при таком значении α , для которого компоновка является оптимальной.

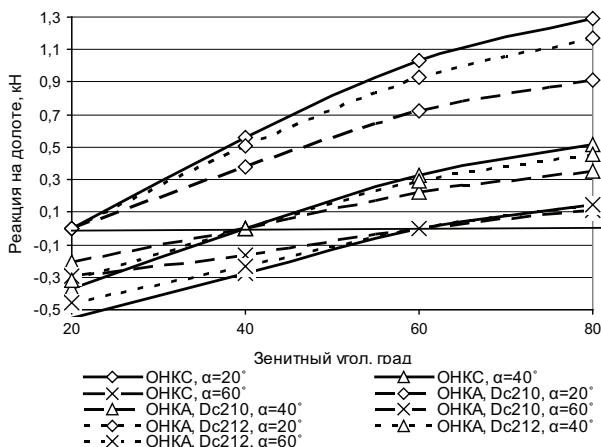


Рис. 4.9. Проверка устойчивости одноцентраторных компоновок

Главный вывод из представленных результатов состоит в том, что стабилизирующие компоновки ОНКС являются устойчивыми, так как при отклонении зенитного угла в любую сторону от расчетного значения (20, 40 и 60 градусов) на долоте появляется отклоняющая сила, способствующая его восстановлению. Чем больше зенитный угол, тем ближе к пассивной становится соответствующая этому углу оптимальная компоновка. Это явствует из того, что углы наклона линий $Rd(\alpha)$ с увеличением значения α уменьшаются.

Показатели устойчивости $P(\alpha)$ при зенитном угле 20, 40 и 60 градусов составляют, соответственно, 0,028; 0,017 и 0,008 кН/град. Следовательно, ОНКС весьма близки к пассивным компоновкам. Некоторое изменение работы НК может происходить при отличии зенитного угла на 20 – 30° от расчетного значения. Данные табл. 4.5 показывают, что ОНКС с долотами PDC также весьма близки к пассивным компоновкам, при этом диаметр долота мало влияет на показатель устойчивости.

Таблица 4.5

Показатели устойчивости $P(\alpha)$ компоновок ОНКС с долотами PDC в сочетании с турбобуром и двигателем Д-172

Компоновка с турбобуром диаметром 195 мм			
Диаметр долота PDC, мм	Зенитный угол, град		
	20	40	60
1	2	3	4
222,3	0,030	0,018	0,008
220,7	0,030	0,018	0,008
215,9	0,028	0,017	0,008
214,3	0,028	0,016	0,008
Компоновка с забойным двигателем Д-172			
222,3	0,024	0,014	0,007
220,7	0,024	0,014	0,006
215,9	0,024	0,014	0,006
214,3	0,023	0,014	0,005

Устойчивость ОНКС к изменению диаметра скважины. Поскольку у рассматриваемой компоновки в расчетном режиме нет взаимодействия долота со стенкой скважины, она должна быть минимально кри-

точной к отличию фактического диаметра скважины в зоне забоя от диаметра долота.

Устойчивость ОНКС к изменению диаметра центратора. Выше было показано, что условие полной стабилизации возможно при единственном значении диаметра центратора 213,6 мм (долото 215,9 мм, ЗД – 195 мм). Следовательно, любое перемещение оси компоновки в зоне его расположения в радиальном направлении (например, ввиду износа центратора) приведет к нарушению условий оптимизации и на долоте появится отклоняющая сила. Оценить роль данного фактора можно с помощью показателя $P(D_c)$ (табл. 4.6). Она оказалась незначительной у всех компоновок ОНКС при изменении зенитного угла в диапазоне $20...80^\circ$, но у компоновки может появиться тенденция к снижению зенитного угла.

Таблица 4.6

**Показатель устойчивости компоновки
к изменению диаметра центратора**

Угол оптимизации, град	20	40	60	80
Диаметр долота 215,9 мм; турбобура – 195 мм				
Показатель устойчивости $P(D_c)$, кН/мм	0,09	0,14	0,18	0,20
Диаметр долота 295,3 мм; турбобура – 240 мм				
Показатель устойчивости	0,07	0,11	0,14	0,15
Диаметр долота PDC 220,7 мм; забойного двигателя – 195 мм				
Показатель устойчивости	0,07	0,12	0,15	0,17
Диаметр долота PDC 220,7 мм; забойного двигателя – 172 мм				
Показатель устойчивости	0,03	0,05	0,06	0,07

Показатели устойчивости $P(L)$ и $P(k)$. Показатель $P(L)$ можно не рассматривать, так как центратор находится на большом удалении от долота. Кроме того, линии $Rd(D_c, L)$ имеют небольшой угол наклона по отношению к оси L , что говорит о слабом влиянии данного фактора. Показатель $P(k)$ из рассмотрения исключается ввиду отсутствия кривизны скважины.

Сближение вала и корпуса верхней секции турбобура. Жесткостные и весовые характеристики вала и корпуса различны, а их взаимодействие про-

исходит только через радиальные опоры, поэтому формы их упругих линий неодинаковы. У ОНКС центратор находится между шпинделем и нижней секцией, точка контакта 3Д со стенкой скважины расположена в районе середины средней секции, т.е. направления прогибов вала и корпуса совпадают. Корпус верхней секции, лежащий на стенке скважины, можно принять прямолинейным, в то же время вал имеет прогиб, возрастающий с увеличением зенитного угла. Как было показано выше, рассчитанная с использованием программного комплекса «ANSYS» величина сближения вала с корпусом турбобура может достигать нескольких миллиметров.

Отсутствие реакции на долоте и несоосности его со скважиной у компоновок ОНКС снижает число факторов, вызывающих изменение азимута; поэтому при хорошей стабилизации зенитного угла должна улучшаться и стабилизация азимута, что отмечается, например, в работе [150].

Выполненные расчёты показали, что возможна реализация следующих типоразмеров ОНКС:

- 1) долото диаметром 295,3 мм; турбобур диаметром 240 мм; передвижной центратор 3-ЦДП 290, установленный на расчётном расстоянии от долота;
- 2) долото диаметром 215,9 мм; турбобур диаметром 195 мм; 214-мм центратор, установленный в верхней части шпинделя;
- 3) долото PDC диаметром 215,9 и 214,3 мм с забойным двигателем диаметром 195 мм и центратором, установленным в верхней части шпинделя;
- 4) долото PDC диаметром 220,7 и 215,9 мм в сочетании с двигателем Д-172 (178) и передвижными центраторами.

Тем не менее, следует отметить, что активных средств воздействия на поведение азимутального угла ОНКС не содержит. Этот вопрос будет рассмотрен ниже в разделе, посвященном двухцентраторным компоновкам. Кроме того, у данных компоновок отсутствует возможность уменьшения диаметра центратора или места его расположения; может наблюдаться тенденция к снижению зенитного угла.

4.4. Анализ основных положений инструкции СИБНИИНП

Как следует из вышеизложенного, конструкция ОНКС, удовлетворяющая условиям полной стабилизации зенитного угла, включа-

ет в себя долото, полноразмерный калибратор, центратор диаметром приблизительно 213 – 214 мм, расположенный между шпинделем и нижней секцией турбобура (рис. 4.10). Сварочные работы на шпинделе или корпусе турбобура производить нежелательно (хотя это иногда практикуется); следовательно, приемлемым является только приведенный выше вариант.

В отличие от ОНКС типовая компоновка включает центратор СТК диаметром 212 или (реже) 214 мм, расположенный в непосредственной близости от калибратора, имеющего диаметр 215,9 – 214 мм (изображён пунктиром). В начале раздела было показано, что центратор в работе не участвует. Исключая его из состава компоновки, приходим к выводу, что типовая стабилизирующая компоновка – это не что иное, как компоновка с близко расположенным калибратором, выполняющим функцию опорно-центрирующего элемента (без центратора), применяемая для набора зенитного угла.

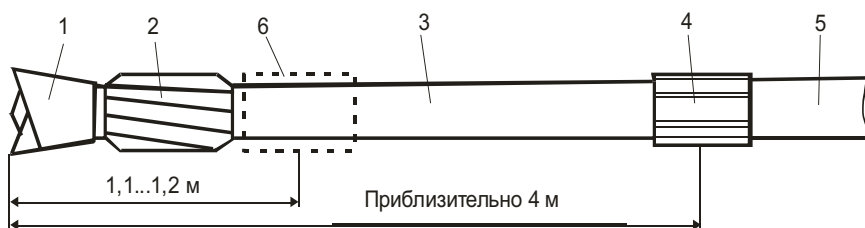


Рис. 4.10. Состав типовой (НК-СТК) и стабилизирующей (ОНКС) компоновок:
1 – долото; 2 – калибратор; 3 – шпиндель; 4 – центратор; 5 – нижняя секция турбобура; 6 – центратор СТК типовой компоновки

Недостатки данной компоновки подробно описаны выше, в третьем разделе. Все характеристики, – показатели устойчивости, возможное перемещение долота, – неудовлетворительны.

В инструкции СИБНИИНП [56] приводятся результаты расчетов компоновок с одним центратором; основные положения рекомендаций приведены в табл. 4.7, 4.8.

Таблица 4.7

**Размеры компоновок с центраторами для стабилизации
зенитного угла [54]**

Диаметр, мм			Стабилизация зенитного угла			
долота	кали- братор	турбобу- ра	диаметр центратора, мм		расстояние до цен- тратора, мм	
			бурение до 1000 м	бурение ниже 1000 м	оптималь- ное	допу- стимое
215,9	215,9	172	210	208	1500	1200
215,9	215,9	195	214	212	2000	1200
295,3	295,3	240	280	275	3500	3000

Таблица 4.8

**Размеры компоновок с центраторами
для увеличения зенитного угла**

Диаметр, мм			Увеличение зенитного угла	
долота	калибратора	турбобура	диаметр цен- тратора, мм	расстояние до центрато- ра, мм
215,9	215,9	172	212	1500
215,9	215,9	195	214	1500
295,3	295,3	240	290	2000

Во всех компоновках указаны полноразмерные калибраторы, следовательно, они должны быть включены в расчетную схему. На рис. 4.11, а, б пунктирными линиями показаны зависимости отклоняющей силы на долоте для компоновок с долотами диаметром 215,9 и 295,3 мм, приведенные в инструкции [56], на основании которых составлены табл. 4.7, 4.8.

Выше было показано, что в компоновке с близким к полноразмерному калибратором центратор СТК не может выполнять функции опорно-центрирующего элемента. Расчеты СИБНИИНП действительны только для компоновок с калибратором уменьшенного размера (см. п. 4.1). Включение полноразмерного калибратора в компоновку с СТК превращает её в компоновку с калибратором для увеличения зенитного угла, обладающую неудовлетворительными расчетными характеристиками.

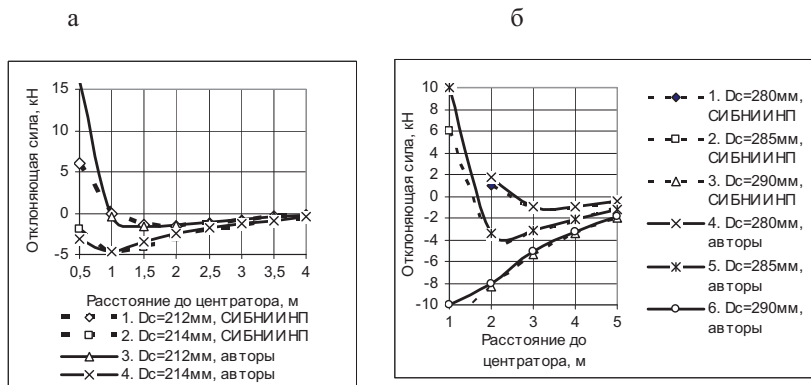


Рис. 4.11. Результаты расчета компоновки с долотами диаметром 215,9 мм (а) и 295,3 мм (б)

4.5. Компоновки ОНКА и ОНКФ

Компоновка может быть оптимальной (ОНКС) при единственном сочетании диаметра центратора и расстояния между ним и долотом, что накладывает технические ограничения при проектировании компоновок и технологические – при их применении (например, увеличенный диаметр центратора). Кроме того, неизбежное в реальной скважине отклонение любого из параметров, входящих в расчетную схему, приведет к выходу работы КНБК из оптимального режима, поэтому более важным является поиск более приемлемых геометрических параметров КНБК, а не строгое выполнение всех условий их оптимизации.

4.5.1. Расчеты ОНКА

С целью поиска реальных геометрических параметров компоновок от условий оптимизации $R_d = 0$, $U_{gd} = 0$ можно перейти к критерию $R_d = 0$, $U_{gd} > 0$. При строгой реализации этого условия, теоретически возможно малоинтенсивное увеличение зенитного угла за счёт асимметричного разрушения забоя. Поэтому компоновка, спроектированная по приведённому критерию, имеет сокращённое название ОНКА.

Ожидаемую интенсивность i_a теоретически определить представляется невозможным, но её несложно уточнить на практике, учитывая, что

компоновка должна давать стабильные результаты с хорошей их воспроизводимостью ввиду слабой зависимости её работы от осевой нагрузки на долото и его фрезерующей способности, обусловленной лишь отличием фактического режима работы от расчетного. Указанные условия реализованы в соответствующей программе, пример которой приведен ниже.

```
> restart: Dc:=0.212: Dd:=0.2159: Dt:=0.195:

zen:=30:alfa:=3.14*zen/180:q:=1.36*sin(alfa):

EI:=9408: a1:={R0*(L0+L1)+Rc*L1=q*(L0+L1)^2/2,

R0+Rc=q*(L0+L1),

EI*(Dd-Dt)/2=Rc*L1^3/6+R0*(L1+L0)^3/6-q*(L1+L0)^4/24,

EI*(Dc-Dt)/2=R0*L0^3/6-q*L0^4/24,

Ugc=(R0*L0^2/2-q*L0^3/6)/EI,

Ugd=(R0*(L0+L1)^2/2+Rc*L1^2/2-

q*(L0+L1)^3/6)/EI,L0>4}:

a2:=solve(a1,{L1,Rc,R0,L0,Ugc,Ugd}):

a2:={R0=2.460542116,Rc=3.110212287,L0=7.340046576,Ugc=0.002283681000,
L1=0.8560078165,Ugd=0.002276128447},{L1=4.136718134,
R0=2.221452882,Rc=6.395020990,L0=8.540395845,Ugc=0.001110666054,
Ugd=0.0002582955619}
```

В случае компоновки с долотом 215,9 мм и 195-мм турбобуром (базовый вариант) практический интерес представляют КНБК с центраторами диаметром 214, 212, 210, 208 мм. При $D_c = 208$ мм решение отсутствует, а при оставшихся значениях D_c имеется по два решения. Как видно из приведённого выше примера, «Maple» выводит оба результата. Если расчет

проводится в «MathCAD», на выходе будет одно решение, соответствующее выбранному начальному приближению L_1 , которое надо изменить, чтобы найти второе значение L_1 .

Если исходной величиной при проектировании НК является расположение центратора, а не его диаметр, в программе можно поменять местами величины D_c и L_1 на входе и выходе. Но тогда некоторые решения могут быть утеряны, и лучше пользоваться программой в том виде, как она приведена выше. Результаты расчета сведены в табл. 4.9, где для краткости изложения КНБК, соответствующие решениям с меньшим значением L_1 , названы компоновками первой группы; у компоновок второй группы линия $Rd(L_1)$ пересекает ось при более высоком значении L_1 . Из таблицы видно, что при $D_c = 214$ мм $Ugd \approx 0$, а в остальных решениях выполняется условие $Ugd > 0$, следовательно, компоновка должна иметь тенденцию к увеличению зенитного угла за счет асимметричного разрушения забоя.

Таблица 4.9

**Результаты расчета КНБК при условии равенства нулю
реакции на долоте**

Диаметр центратора 210 мм, зенитный угол 30°				
1	2	3	4	5
1 группа	L ₁ , м	1,52	Ugd, рад	0,00193
2 группа		3,60		0,00068
Диаметр центратора 212 мм, зенитный угол 30°				
1 группа	L ₁ , м	0,86	Ugd, рад	0,00228
2 группа		4,14		0,00026
Диаметр центратора 214 мм, зенитный угол 30°				
1 группа	L ₁ , м	0,38	Ugd, рад	0,00250
2 группа		4,50		-0,00006
Диаметр центратора 210 мм, зенитный угол 80°				
1 группа	L ₁ , м	1,28	Ugd, рад	0,00229
2 группа		3,04		0,00080
Диаметр центратора 212 мм, зенитный угол 80°				
1 группа	L ₁ , м	0,72	Ugd, рад	0,00270
2 группа		3,50		0,00030
Диаметр центратора 214 мм, зенитный угол 80°				
1 группа	L ₁ , м	0,32	Ugd, рад	0,00300
2 группа		3,80		-0,00007

У компоновок первой группы угол на долоте с возрастанием диаметра центратора увеличивается до $0,15^\circ$, а у НК второй группы он уменьшается и составляет $0,004 - 0,05^\circ$. Следовательно, отказ от условия $U_{gd} = 0$, дав возможность применить центраторы любого диаметра, фактически позволил реализовать критерий полной стабилизации. В данном случае ограничение ($U_{gd} = 0$) – чисто математическое, и его применение неоправданно. Зависимости $Rd(L_1)$ для КНБК первой и второй групп показаны на рис. 4.12, 4.13, соответственно (зенитный угол 30°).

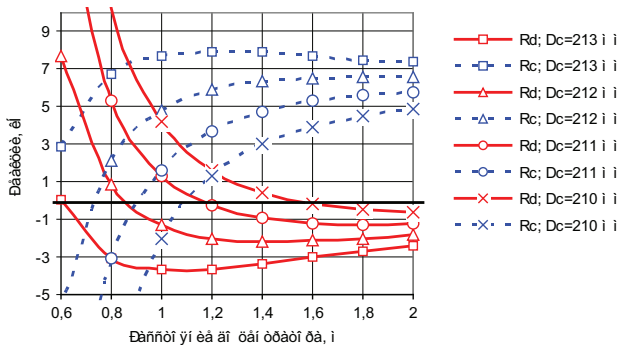


Рис. 4.12. Реакции на долоте и центраторе (ОНКА первой группы)

Режим работы КНБК с асимметричным разрушением забоя соответствует точкам пересечения оси L_1 линиями Rd . В отличие от ОНКС в этих точках выполняется условие $U_{gd} > 0$. Отрицательные значения Rd соответствуют росту зенитного угла, и из рисунка件но, как регулировать темп его изменения за счет привлечения механизма фрезерования стенки скважины. В этом случае центратор нужно переместить на нижний конец шпинделя, а калибратор не должен выполнять функцию ОЦЭ, и его диаметр может быть рассчитан по формуле, приведенной в п. 4.1. При таком расположении центратора нужно рассчитывать устойчивость по всем перечисленным выше факторам, включая L_1 .

Расположение центратора любого диаметра в соответствии с ближайшими к долоту точками L_n пересечения линиями Rd оси L_1 (ОНКА первой группы) приведет к неустойчивым результатам работы компоновки, так как соседние кривые $Rd(L_1)$ расходятся и сильно реагируют на изменение

диаметра центратора. Условие $R_d = 0$ при $U_{gd} > 0$ обеспечивается также при установке центраторов диаметром 209 – 214 мм на расстоянии, соответственно, от 3,2 до 4,5 м у КНБК второй группы (точки L_b на рис. 4.13), которые более пассивны к изменению геометрических параметров компоновки и должны показывать стабильные результаты. С увеличением зенитного угла поперечные силы возрастают, и реакция на долоте исчезает при более близком расположении центратора. В табл. 4.10 сведены результаты расчета места установки центратора (т.е. длины L_l) для всех его диаметров, представляющих практический интерес, при зенитном угле, изменяющемся от 20 до 80 градусов.

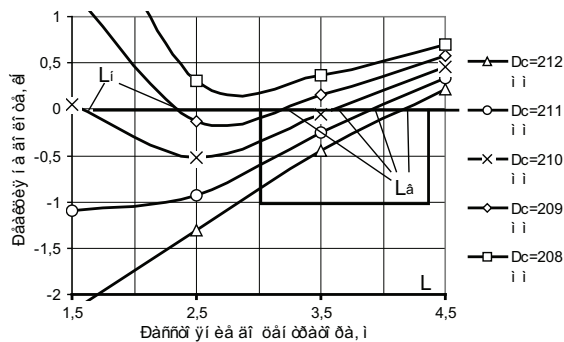


Рис. 4.13. Реакции на долоте и центраторе (ОНКА второй группы)

Таблица 4.10

Компоновки ОНКА, удовлетворяющие условию $R_d = 0$

Диаметр центра- тора, мм	Расстояние между долотом и центратором L_l , м			
	$\alpha = 20^\circ$	$\alpha = 40^\circ$	$\alpha = 60^\circ$	$\alpha = 80^\circ$
208	—	—	—	—
209	3,41	2,91	2,70	2,62
210	3,96	3,38	3,14	3,04
211	4,29	3,67	3,40	3,29
212	4,55	3,88	3,61	3,49
213	4,76	4,07	3,78	3,66
214	4,95	4,23	3,92	3,80

Определившись с интервалом зенитного угла, в котором предполагается работа компоновки на конкретной скважине, по данным таблицы можно выбрать диаметр и место установки центратора. Если условия бурения в точности соответствуют расчетным параметрам, компоновка в этом случае будет близка к стабилизирующей.

Возможна слабая тенденция к увеличению зенитного угла с темпом, не зависящим от типа долота и режима бурения, так как $R_d = 0$. Но, как и при оптимальной компоновке, вследствие влияния различных факторов реальный процесс может происходить с некоторым фрезерованием стенок скважины. Если какая-либо компоновка из приведенных в таблице обеспечила стабилизацию зенитного угла, а требуется, например, его малоинтенсивное увеличение с тем или иным темпом, необходимо уменьшить величину L_1 , т.е. приблизить центратор к долоту, или увеличить его диаметр. В этом случае подключится механизм фрезерования верхней стенки скважины, и появится дополнительная возможность увеличения темпа роста зенитного угла за счет выбора долота с более высокой фрезерующей способностью. В первом эксперименте для исключения вероятности снижения зенитного угла целесообразно принять расстояние до центратора меньше указанного в табл. 4.10 значения, например, на 0,5 м, а затем внести в КНБК изменения согласно изложенным рекомендациям.

4.5.2. Компоновки ОНКА и ОНКФ с долотами PDC

Производственников (ОАО «Сургутнефтегаз») заинтересовал вариант ОНК с использованием высокопроизводительных моментомеханических долот PDC в сочетании с турбобуром Т1-195, имеющим повышенный крутящий момент. В табл. 4.11 включены результаты расчетов для зенитного угла 20 и 60°, другие данные можно получить интерполяцией или экстраполяцией.

Представленных вариантов компоновок ОНКА может оказаться недостаточно, если требуется какое-то иное расположение центратора, или нужно изменить компоновку после её опробования. В обоих случаях речь идёт о полном отказе от условий оптимизации (1, 2) и привлечении механизма фрезерования, т.е. о переходе к компоновкам ОНКФ. Кроме того, для компенсации тенденции к падению зенитного угла желательно иметь некоторый запас отклоняющей силы на долоте, равный приблизительно - 1 – -1,5 кН.

Рис. 4.14 иллюстрируют выбор параметров компоновок ОНКФ.

Таблица 4.11

Размеры компоновок ОНКА с долотами PDC

Зенитный угол, град	Диаметр долота PDC, мм	Диаметр центратора, мм	Расстояние от долота до середины центратора, м
20	222,3	214	4,0
	220,7	212	3,4
		214	4,3
	214,3	212	4,7
60	222,3	214	3,2
		212	2,7
	220,7	214	3,4
	214,3	212	3,8
		214	4,0

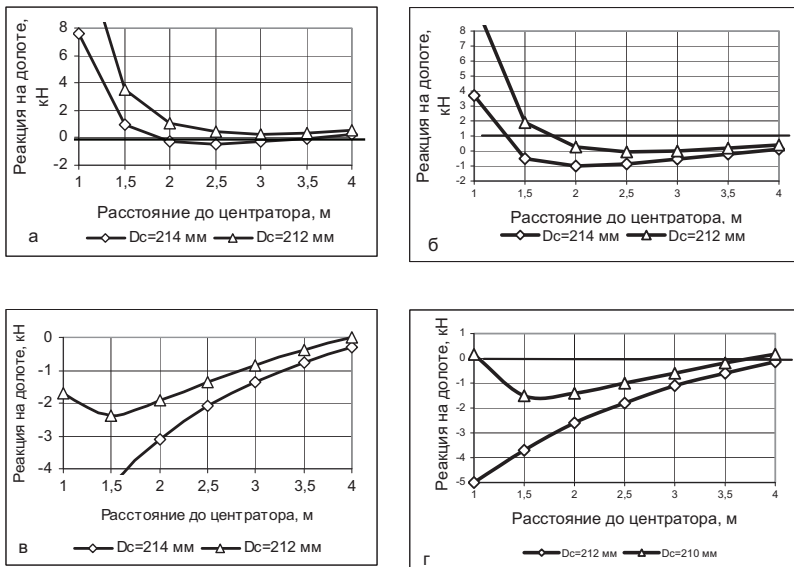


Рис. 4.14. Зависимость реакции на долоте от диаметра и расположения центратора: зенитный угол 35°; диаметр долота PDC 222,3 мм (а); 220,7 (б); 215,9 (в); 214,3 мм (г)

На основании выполненных расчётов составлена таблица 4.12 с рекомендуемыми геометрическими параметрами компоновок с долотами PDC. Приведённые рекомендации могут быть применены при условии, если диаметр калибратора не превышает критическое значение и принят в соответствии с данными табл. 4.13 (см. п. 4.1), в которой L_1 – длина долота с калибратором без переводника (0,7 м) и с переводником (1 м).

Таблица 4.12

Геометрические параметры ОНКФ с долотами PDC

Диаметр долота PDC, мм	Диаметр центратора, мм	Расстояние от долота до середины центратора, м	Ожидаемый эффект
222,3	214	2 – 3	стабилизация
	212	–	падение зенитного угла
220,7	214	1,5 – 3	стабилизация или незначительное увеличение зенитного угла при $L=2$ – 2,5 м
	212	2,5 – 3	незначительное падение угла
215,9	214	2,5 (2) – 4	малоинтенсивное увеличение угла или стабилизация при удалении центратора до 4 м
	212	2,5 (2) – 4	то же
214,3	212	2 – 4	то же
	210	2 – 4	то же

Таблица 4.13

**Рекомендуемые размеры калибратора компоновок ОНKF
с долотами PDC: п – полноразмерный калибратор**

Диаметр долота, мм	Диаметр центратора, мм	L ₁ , м	Расстояние между торцом долота и серединой центратора, м					
			1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0
220,7	214	0,7	п	п	п	п	—	—
		1,0	215,5	п	п	п	—	—
	212	0,7	п	п	п	п	—	—
		1,0	214,0	п	п	п	—	—
215,9	214	0,7	—	—	215,3	215,4	215,5	215,5
		1,0	—	—	215,1	215,2	215,3	215,4
	212	0,7	—	—	214,7	214,9	215,1	215,2
		1,0	—	—	214,2	214,5	214,7	214,9
214,3	214	0,7	—	213,4	213,6	213,7	213,8	213,9
		1,0	—	213,0	213,3	213,5	213,6	213,7
	212	0,7	—	212,6	213,0	213,2	213,4	213,5
		1,0	—	212,0	212,4	212,8	213,0	213,2

4.5.3. Компоновки ОНКА и ОНKF с долотами диаметром 295,3 мм

На тангенциальных участках скважин применяются компоновки с долотом диаметром 295,3 мм и передвижными центраторами 292, 290 и 185 мм. Критерий оптимизации компоновок ОНКА требует следующего расположения центраторов:

- 1) центратор диаметром 290 мм; при зенитном угле 20 – 60° расположен на расстоянии 7,2 – 5,7 м от долота, соответственно;
- 2) центратор диаметром 285 мм; при зенитном угле 20...60° расположен на расстоянии 6,6 – 5,3 м от долота.

Выбор компоновки ОНKF, позволяющей создать запас отклоняющей силы на долоте, показан на рис. 4.15, а, б. В интервале 20 – 60° требуемое расстояние между долотом и центратором составляет 5 – 6 м. Приведённых данных достаточно для первоначального выбора компоновки.

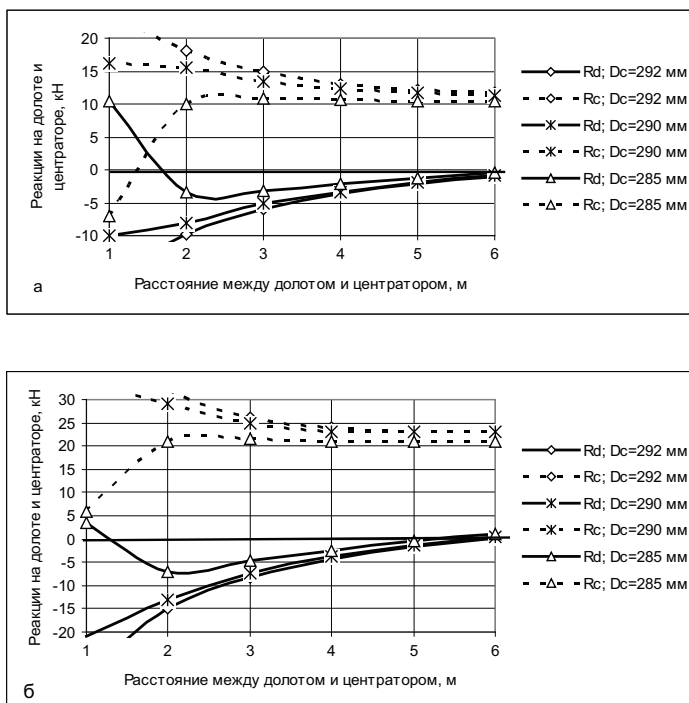


Рис. 4.15. Реакции на долоте и центраторе при зенитном угле 20° (а) и 60° (б)

При испытании передвижного центратора в КНБК с долотом диаметром 295,3 мм и турбобуром 2ТСШ-240 смена знака интенсивности изменения зенитного угла (т.е. стабилизация) наблюдалась при удалении центратора на 5 – 6 м от долота [24, 55]. Зенитный угол составлял примерно 20°. Из рис. 4.15, а видно, что для стабилизации необходим запас отклоняющей силы R_{d+} на долоте, равный приблизительно 1 – 2 кН. Авторы работы [71] также считают, что необходим запас положительной отклоняющей силы, и оценивают его величиной 0,5 – 2 кН.

4.5.4. Компоновки ОНКА с долотами PDC и двигателем Д-172

На месторождениях Западной Сибири моментоемкие долота PDC применяются преимущественно в сочетании с винтовыми забойными двигателями. В варианте неориентируемой компоновки для стабилиза-

ции с незначительной тенденцией к увеличению зенитного угла (ОНКА) её геометрические параметры приведены в табл. 4.14, в которой прочерк означает конструктивное ограничение, связанное с несоответствием диаметров долота и центратора. Повышению интенсивности увеличения зенитного угла способствует приближение центратора к долоту и увеличение его диаметра.

Таблица 4.14

Расстояние между долотом и передвижным центратором компоновки с забойным двигателем Д-172 и долотами PDC

Зенитный угол 20 градусов				
Диаметр долота PDC, мм	Диаметр передвижного центратора 3-ЦДП			
	212	214	215	215,9
222,3	4,7	4,9	5,0	5,1
220,7	4,8	5,0	5,1	5,2
215,9	5,1	5,2	—	—
214,3	5,5	—	—	—
Зенитный угол 40 градусов				
222,3	4,0	4,2	4,3	4,3
220,7	4,1	4,3	4,3	4,4
215,9	4,3	4,5	—	—
214,3	4,4	—	—	—
Зенитный угол 60 градусов				
222,3	3,7	3,9	4,0	4,0
220,7	3,8	4,0	4,0	4,1
215,9	4,0	4,1	—	—

4.5.5. Устойчивость ОНКА

Устойчивость ОНКА к изменению зенитного угла. В табл. 4.15 приведены значения показателей $\Pi(\alpha)$ для, наиболее характерных вариантов ОНКА при зенитном угле 40 градусов. Данные НК относятся к пассивным компоновкам.

Таблица 4.15

**Показатели устойчивости к изменению зенитного угла
компоновок ОНКА (выделены курсивом) и ОНКФ:**

Диаметр долота, мм	Диаметр забойного двигателя, мм	Диаметр центратора, мм	Расстояние до центратора, м	Показатель $\Pi(\alpha)$, кН/град
215,9	195	212	3,9	0,015
215,9	195	214	4,2	0,017
PDC 220,7	195	214	1,5	- 0,020
295,3	240	290	4,0	- 0,035
295,3	240	285	4,0	0,002
PDC 220,7	<i>Д-172</i>	212	4,0	0,012

Устойчивость ОНКА к изменению диаметра скважины и центратора. Данные табл. 4.16 по компоновкам с диаметрами долота и забойного двигателя 215,9 и 195 мм, соответственно, говорят об уменьшении реакции $Rd+$ при увеличении диаметра скважины и уменьшении диаметра центратора; отрицательную роль играют возрастание зенитного угла и уменьшение диаметра центратора.

Таблица 4.16

**Показатель устойчивости $\Pi(D_{скв})$ компоновок ОНКА
(базовый вариант)**

Зенитный угол, град	Диаметр центратора, мм	Расстояние до центратора, м	$\Pi(D_{скв})$, кН/мм	$\Pi(D_c)$, кН/мм
20	210	3,96	0,089	0,170
40		3,38	0,143	0,280
60		3,14	0,180	0,340
20	212	4,55	0,061	0,120
40		3,88	0,098	0,190
60		3,61	0,120	0,230

По другим, упомянутым выше компоновкам (см. табл. 4.15), показатели устойчивости приведены в табл. 4.17.

Таблица 4.17

**Показатель устойчивости $P(D_{\text{скв}})$ компоновок ОНКА и ОНKF:
компоновки ОНКА выделены курсивом**

Диаметр долота, мм	Диаметр забойного двигателя, мм	Диаметр центратора, мм	Расстояние до центратора, м	Показатель $P(D_{\text{скв}})$, кН/мм
215,9	195	214	4,23	0,077
PDC 220,7	195	214	1,50	0,915
295,3	240	290	4,00	0,170
295,3	240	285	4,00	0,180
PDC 220,7	<i>Д-172</i>	212	4,10	0,034

Высокая величина показателя $P(D_{\text{скв}})$ у компоновки с долотом PDC 220,3 мм и ниппельным центратором, используемая в «Сургутнефтегазе» ($P(D_{\text{скв}}) = 0,9$) делает её весьма ненадёжной. При расположении центратора на 2 м от долота $P(D_{\text{скв}})$ уменьшается до 0,46 кН/мм.

Устойчивость ОНКА к изменению диаметра центратора. Внедрение лопастей центратора в стенку скважины или его износ моделируются уменьшением диаметра центратора. Этот фактор также оказывает существенное влияние на величину R_d , направление которой соответствует фрезерованию нижней стенки скважины (табл. 4.18).

Таблица 4.18

Показатель устойчивости $P(D_c)$

Диаметр долота, мм	Диаметр забойного двигателя, мм	Диаметр центратора, мм	Расстояние до центратора, м	Показатель $P(D_c)$, кН/мм
215,9	195	214	4,2	0,27
PDC 220,7	195	214	1,5	1,24
295,3	240	290	4,0	0,25
295,3	240	285	4,0	0,27
PDC 220,7	<i>Д-172</i>	212	4,1	0,06

Здесь также выделяется высоким значением показателя устойчивости компоновка с долотом PDC. У остальных компоновок показатель $P(D_c)$ можно считать приемлемым, учитывая, что фактический диаметр

центратора не так сильно может отличаться от расчётного значения, как диаметр скважины.

4.5.6. Маятниковая компоновка

При удалении центратора от долота реакция на него со стороны нижней стенки скважины уменьшается, и в некоторый момент становится равной нулю. Величина L_1 (расстояние между долотом и центратором), при которой это происходит, зависит от геометрических параметров КНБК и зенитного угла скважины. На рис. 4.16 приведены результаты расчета реакций на долоте и центраторе при следующих данных: долото – 215,9 мм, забойный двигатель – 195 мм, диаметр центратора от 206 до 212 мм, зенитный угол – 30° .

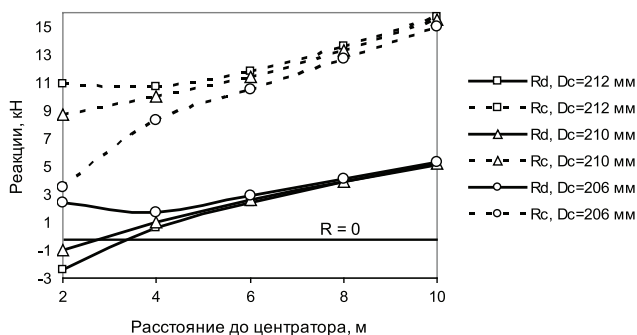


Рис. 4.16. Реакции на долоте и центраторе при значительном удалении центратора от долота

Из рисунка видно, что при величине L_1 более 4 м и диаметре центратора 210 – 212 мм реакция на долоте меняет знак на положительный, т.е. направлена со стороны нижней стенки скважины, следовательно происходит её фрезерование, и компоновка начинает работать на уменьшение зенитного угла.

Чем дальше от долота установлен центратор, тем больше реакция на долоте. Этот, так называемый маятниковый эффект, можно регулировать местом установки центратора. Реакция на центраторе диаметром 206 мм при $L_1 < 4$ м быстро уменьшается, а долото вообще не переходит в режим

фрезерования верхней стенки скважины. При увеличении зенитного угла с 30 до 80° реакция на долоте возрастает примерно вдвое.

Прогиб направляющего участка КНБК. При чрезмерном удалении центратора прогиб забойного двигателя может достигнуть величины, при которой он начнёт взаимодействовать со стенкой скважины, в результате чего компоновка перестанет работать в расчетном режиме. Например, при удалении центратора диаметром 212 мм на 10 м от долота (зенитный угол 80°) прогиб компоновки близок к предельному (см. рис. 4.7, г). Интересно отметить, что в рассмотренном примере искривление скважины происходит под действием двух механизмов: фрезерования и асимметричного разрушения забоя. При этом их действие противоположно, но, как показывает практика, компоновка работает на падение зенитного угла ввиду преобладающего действия механизма фрезерования нижней стенки скважины.

Необходимость применения рассмотренной расчётной характеристики не вызывает сомнения. Если её не применять, можно получить расстояние между центраторами равным, например, 18 м [38], что приведёт к недопустимому прогибу компоновки и изменению режима её работы.

5. КОМПОНОВКИ С ДВУМЯ ЦЕНТРАТОРАМИ

Как считают многие исследователи [8, 24, 40, 42 и др.], и показывает многолетний опыт бурения наклонных скважин в Западной Сибири, одноцентраторные компоновки не могут дать надежных результатов по стабилизации зенитного угла и азимута скважины. Из изложенного выше понятно, что дело не только в самих одноцентраторных компоновках, а в нечётком представлении о том, как они работают, и связанными с этим ошибками при их применении. Тем не менее, НК с двумя центраторами представляют большой практический интерес, обусловленный их потенциальными возможностями свести к минимуму факторы, вызывающие изменению азимута. Одноцентраторные компоновки, при всей их простоте и доступности, даже будучи идеально спроектированными, такой возможностью не обладают. Интересен факт, что для устранения недостатков, присущих комбинированной технологии бурения с управляемым ВЗДО, компоновка должна включать два центратора [151, 152]. Расчёт такой КНБК более сложен и должен опираться на основательную теоретическую базу по прямым двухцентраторным компоновкам.

Приведенные ниже исследования КНБК с двумя центраторами имеет целью: выявление возможностей создания компоновок, представляющих интерес для Западной Сибири, с приемлемыми на практике геометрическими параметрами, спроектированными с использованием различных критериев оптимизации и высоким качеством расчётных характеристик.

По двухцентраторным компоновкам имеются исследования [7, 44, 71, 77 и др.], но они мало ориентированы на условия бурения в Западной Сибири, или недостаточны для практического применения. Ввиду значительного возрастания числа геометрических параметров у двухцентраторных компоновок их определение опытным путем практически невозможно. У нас нет сведений ни об одном случае успешного подбора производителями двухцентраторной компоновки, хотя таких попыток делалось немало. Поэтому существенно повышается роль теоретических исследований. При этом целью ставится как можно более полное изучение на стадии проектирования всех характеристик, влияющих на качество компоновки, путём постановки многостороннего математического эксперимента. Только на основании предварительной глубокой теоре-

тической проработки конструкции КНБК можно рекомендовать сборку и испытание опытных образцов.

Схема компоновки с обозначением её геометрических параметров приведена на рис. 5.1. Представлен вариант с расположением первого центратора в нижней части шпинделя. Предполагается, что калибратор установлен с соблюдением условий, приведенных ранее (см. п. 4.1), т.е. он не является опорно-центрирующим элементом, поэтому в расчетах учитывается только его длина. Двухцентраторная КНБК характеризуется следующими геометрическими параметрами: Dd , Dc_1 , Dc_2 , Dt – диаметры, соответственно, долота, центраторов, забойного двигателя; L_1 , L_2 , L – расстояния, соответственно, между долотом и первым центратором (первый участок), между центраторами (второй участок) и от второго центратора до точки контакта ЗД со стенкой скважины.

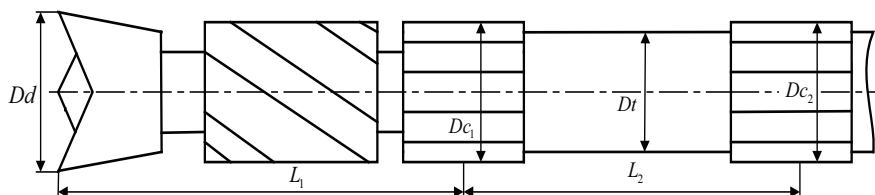


Рис. 5.1. Схема и геометрические параметры компоновки:
 Dd , Dt , Dc_1 , Dc_2 , – диаметры долота, забойного двигателя, первого и второго центраторов, соответственно; L_1 , L_2 – длины первого и второго участков

5.1. Компоновки, спроектированные по критерию полной стабилизации зенитного угла

Ввиду отмеченного выше многообразия возможных вариантов рассматриваемых компоновок по их геометрическим параметрам целесообразно уменьшить их число и в первую очередь исследовать стабилизирующие КНБК, при расчёте которых используется критерий полной стабилизации зенитного угла (отсюда название – ДНКС), тем более, что двухцентраторные компоновки предназначаются главным образом для стабилизации зенитного угла и азимута скважины.

5.1.1. Расчеты компоновок ДНКС

В работах [44, 45] изучались данные КНБК, выявлены некоторые их характерные особенности, введено понятие устойчивости стабилизирующих компоновок, но применить на практике эти результаты в условиях Западной Сибири затруднительно, так как конкретных рекомендаций, соответствующих реально применяемым в этом регионе компоновкам, не содержится. Например, не применяется приводимый в примерах турбобур диаметром 172 мм с долотом диаметром 215,9 мм.

Необходимость разработки двухцентраторных компоновок признаётся специалистами СибНИИНП [42, 153]. Л.Я. Сушон считает, что улучшение стабилизации азимута происходит за счёт ухудшения вписываемости двухцентраторных компоновок в искривленный ствол скважины [42]. Мы считаем, что существенную роль также играет маятниковый эффект, за счёт которого низ компоновки удерживается в апсидальной плоскости. Исходя из этого, прогиб компоновки между центраторами должен быть достаточным, но не чрезмерным. Забойный двигатель может слегка касаться нижней стенки скважины.

В приведенные ранее решения методами начальных параметров и с помощью уравнений трёх моментов (см. п.п. 3.1, 3.2) для компоновки с двумя центраторами необходимо внести условия оптимизации (1.2). Наиболее эффективным способом решения задачи представляется задание на входе в программу диаметра первого центратора (D_{c1}) и места его расположения (L_1) с получением на выходе геометрических параметров по второму центратору (D_{c2} и L_2), соответствующих оптимальной компоновке. Но решение не будет найдено, ввиду наличия строгой взаимосвязи между величинами D_{c1} , L_1 , которую нужно предварительно установить.

Облегчить решение задачи помогает следующее обстоятельство. Одноцентраторные компоновки оптимальны, как указывалось выше, при единственном сочетании параметров D_c , L_1 , α . Подобное свойство есть и у двухцентраторных компоновок: для заданных значений зенитного угла и диаметра первого центратора существует определенное расстояние между ним и долотом, при котором выполняются условия оптимизации (1.2). И, наоборот, для заданных α и L_1 существует единственное значение D_{c1} , при котором выполняется данное условие. При этом всегда, для любого сочетания α , D_{c1} , L_1 можно подобрать пару значений D_{c2} , L_2 .

Остановимся подробнее на смысле этого важного теоретического положения и на том, как удалось его установить. В начале программы расчёта двухцентраторной компоновки вводим условие $Rd = 0$. Степень статической неопределённости уменьшилась, и в выходные параметры вместо Rd можно поставить какой-то другой, например, Dc_2 . В программу включена формула для угла поворота оси долота, следовательно, на выходе будет и величина Ugd (остальные выходные данные в процессе не участвуют). Из активных параметров на входе имеем: Dc_1 – диаметр первого центратора; L_1, L_2 – расстояние, соответственно, между долотом и первым центратором и между центраторами; Zen – зенитный угол.

Поясним дальнейшее на примере. Пусть требуется определить геометрические параметры КНБК, обеспечивающие при угле 20° выполнение условия полной стабилизации. Рассматриваемая НК включает долото диаметром 215,9 мм и турбобур (195 мм). Задаёмся требуемым диаметром Dc_1 , например, 214 мм. Вводим ориентировочно L_1, L_2 – 4 и 10 м, соответственно; получаем решение: $Ugd = 1,057 \cdot 10^{-4}$ рад, $Dc_2 = 0,2029$ м. Условие $Rd = 0$ заложено в программе, а « $Ugd = 0$ » не выполнилось. Меняем L_1 , оставляя неизменным L_2 . Выясняем, что при $L_1 = 4,63$ м угол на долоте составляет $8,15 \cdot 10^{-7}$, а при $L_1 = 4,64$ м он равен $-9,5 \cdot 10^{-7}$. Очевидно, что с высокой точностью достигнуто условие $Ugd = 0$ (абсолютный «0» находится в интервале 4,63 – 4,64 м). Отметим, что при изменении L_1 на входе изменялось значение Dc_2 на выходе. Далее опытным путём выявилось самое интересное: какое бы значение L_2 мы ни ввели на входе (при неизменном $L_1 = 4,63$ м), на выходе мы всегда получаем $Ugd = 8,15 \cdot 10^{-7} \approx 0$. При этом каждому значению L_2 соответствует своё значение Dc_2 . Программа, иллюстрирующая сказанное, приведена ниже.

```
> restart: DC1:=0.214: L1:=4.63: L2:=13:

ZEN:=20: alfa:=3.14*ZEN/180: RD:=0:

QT:=1.36*sin(alfa):EIT:=9408:DD:=0.2159:DT:=0.195:

a1:={RD*(L0+L1+L2)+RC1*(L0+L2)+RC2*L0=QT*(
L0+L1+L2)^2/2,
```

$$\begin{aligned}
& EIT * (DC1 - DT) / 2 = RC2 * L2^3 / 6 + R0 * (L2 + L0)^3 / 6 - \\
& QT * (L2 + L0)^4 / 24, L0 > 3, R0 + RC1 + RC2 = QT * (L0 + L1 + L2), \\
& EIT * (DC2 - DT) / 2 = R0 * L0^3 / 6 - QT * L0^4 / 24, EIT * DD - \\
& DT) / 2 = R0 * (L0 + L1 + L2)^3 / 6 + RC2 * (L1 + L2)^3 / 6 + RC \\
& 1 * L1^3 / 6 - \\
& QT * (L0 + L1 + L2)^4 / 24, UGD * EIT = (R0 * (\\
& L0 + L1 + L2)^2 / 2 + RC2 * (L1 + L2)^2 / 2 + RC1 * L1^2 / 2 - \\
& QT * (L0 + L1 + L2)^3 / 6), R0 > 0 : a2 := solve(a1, \{DC2, UGD, RC1, \\
& RC2, R0, L0\});
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
a2 := \{RC2 = 6.177953736, R0 = 1.532901079, UGD = 0.8151295547 \cdot 10^{-6}, \\
RC1 = 5.011346577, DC2 = 0.2081207664, L0 = 9.734208090\}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\{RC2 = 4.516667572, L0 = 7.046775925, UGD = 0.8151467243 \cdot 10^{-6}, R0 = 1.166004304, \\
DC2 = 0.1993015644, RC1 = 4.860242770\}
\end{aligned}$$

Второе приведённое решение получено при $L_2 = 11$ м. Как видим, изменились все выходные данные, а угол на долоте остался неизменным. Итак, условие полной стабилизации выполняется для угла 20° при диаметре первого центратора 214 мм и расположении его на 4,63 м от долота. Остается выбрать интересующую нас пару значений Dc_2, L_2 , т.е. размеры и расположение второго центратора. Здесь возможны два пути. Можно задаваться диаметром центратора и на выходе получать L_2 , если центратор передвижной, или есть иные возможности его установки в требуемом месте. При наличии конструктивных ограничений (например, только между секциями ЗД), задаемся величиной L_2 и на выходе получаем размер Dc_2 , который в данном месте должен быть установлен. Точно так же можно поступить и с первым центратором, т.е. поменять местами Dc_1 и L_1 . Например, если мы хотим установить его на расстоянии 4 м от долота (между шпинделем и нижней секцией), по описанной выше методике определяем, что $Ugd = -5,3 \cdot 10^{-7} \approx 0$ при $Dc_1 = 0,21485$ м, т.е. необходим центратор диаметром почти 215 мм. По этой методике выполнены расчеты, результаты которых приведены в табл. 5.1.

В работах [44, 45] вопросы устойчивости компоновок рассмотрены на примере трех стабилизирующих, оптимальных для зенитного угла 15° , КНБК с турбобуром диаметром 172 мм: 1) $Dc_1 = 215,2$ мм; $L_1 = 3,4$ м; $Dc_2 =$

203 мм; $L_2 = 5$ м; 2) D_{c_1}, L_1 – то же; $D_{c_2} = 202$ мм; $L_2 = 9$ м; 3) D_{c_1}, L_1 – то же; $D_{c_2} = 213$ мм; $L_2 = 11$ м. Приняв $q = 1,1 \cdot \sin(\alpha)$ и $EI = 4000 \text{ кН} \cdot \text{м}^2$ [24], решая по изложенной методике, получаем, соответственно, для указанных вариантов: 1) $L_2 = 5$ м; 2) $L_2 = 8,75$ м; 3) $L_2 = 11,1$ м. Некоторая разница результатов решений объясняется, по-видимому, отличиями в исходных данных. Как видно из примера, для долота диаметром 215,9 мм принят первый центратор диаметром 215, 2 мм. В Западной Сибири такие центраторы не применяются, поэтому расчеты выполнены при их диаметре, не превышающем 214 мм [154].

Таблица 5.1

Расчетные геометрические параметры компоновок ДНКС

$D_{c_1} = 214 \text{ мм}; L_1 = 4,64 \text{ м.}; \text{зенитный угол } 20^\circ$							
1	2	3	4	5	6	7	8
$D_{c_2}, \text{ мм}$	212	210	208	206	204	202	200
$L_2, \text{ м}$	1 гр.	0,9	1,7	2,4	3,05	3,7	4,5
	2 гр.	13,5	13,3	13,0	12,6	12,3	11,8
$L_1 = 3,95 \text{ м.}; \text{зенитный угол } 40^\circ$							
1	2	3	4	5	6	7	8
$L_2, \text{ м}$	1 гр.	0,8	1,4	2,0	2,6	3,2	3,9
	2 гр.	11,5	11,3	11,1	10,8	10,5	10,1
$L_1 = 3,68 \text{ м.}; \text{зенитный угол } 60^\circ$							
$L_2, \text{ м}$	1 гр.	0,7	1,3	1,9	2,4	2,9	3,5
	2 гр.	10,7	10,5	10,3	10,0	9,7	9,4
$D_{c_1} = 213 \text{ мм}; L_1 = 5,15 \text{ м.}; \text{зенитный угол } 20^\circ$							
$L_2, \text{ м}$	1 гр.	$R_{c_2} < 0$, или нет решения					
	2 гр.	14,9	14,7	14,5	14,2	14,0	13,7
$L_1 = 4,40 \text{ м.}; \text{зенитный угол } 40^\circ$							
$L_2, \text{ м}$	1 гр.	$R_{c_2} < 0$, или нет решения					
	2 гр.	12,7	12,5	12,3	12,1	11,9	11,7
$L_1 = 4,10 \text{ м.}; \text{зенитный угол } 60^\circ$							
$L_2, \text{ м}$	1 гр.	$R_{c_2} < 0$, или нет решения					
	2 гр.	11,8	11,7	11,5	11,3	11,1	10,9
$D_{c_1} = 212 \text{ мм}; L_1 = 5,55 \text{ м.}; \text{зенитный угол } 20^\circ (\text{только КНБК второй группы})$							
$L_2, \text{ м}$	16,0	15,8	15,6	15,4	15,2	15,0	14,8
$L_1 = 4,75 \text{ м.}; \text{зенитный угол } 40^\circ (\text{КНБК второй группы})$							
$L_2, \text{ м}$	13,6	13,5	13,4	13,2	13,0	12,8	12,6
$L_1 = 4,38 \text{ м.}; \text{зенитный угол } 60^\circ$							
$L_2, \text{ м}$	12,6	12,5	12,3	12,2	12,0	11,9	11,7

При расчетах необходимо учитывать, что с увеличением расстояния между центраторами (L_2) решения могут пропадать, а затем, уже при больших значениях L_2 , вновь появляться. Для краткости изложения назовем компоновки, соответствующие первому решению (с меньшим значением L_2), компоновками первой группы, а соответствующие второму решению – компоновками второй группы. Из таблицы видно, что при уменьшении диаметра первого центратора ($D_{c1} \leq 213$ мм) остаются только КНБК второй группы, однако, при этом значительно увеличивается расстояние между центраторами. Получение отрицательной реакции на втором центраторе эквивалентно отсутствию решения.

Применение критерия полной стабилизации привело к ограничению возможностей проектирования. Диаметр первого центратора должен быть не менее 213 – 214 мм, и располагаться он может только на переходе шпиндель – нижняя секция турбобура. Если оба центратора располагать с учётом его конструкции, приняв приблизительно $L_1 = 4$ м, $L_2 = 14$ м, будет трудно реализовать какую-либо компоновку.

5.1.2. Устойчивость ДНКС к изменению зенитного угла

Стабилизирующая компоновка должна быть исследована на устойчивость [44, 45]. Табл. 5.1 позволяет выбрать исходные данные для оценки влияния на устойчивость компоновки – зенитного угла, для которого производилась её оптимизация, и её геометрических параметров: диаметров центраторов (D_{c1} , D_{c2}) и их расположения (L_1 , L_2). Исследование проводилось для следующих вариантов компоновок:

- 1) $D_{c1}=214$ мм; $D_{c2}=210, 206, 202$ мм; $\alpha = 20, 60^\circ$; L_2 принимает два значения (см. табл. 4.1); при этом изучается влияние на устойчивость КНБК параметров α , L_2 и D_{c2} ;
- 2) $D_{c1}=213$ мм, $D_{c2} = 210, 202$ мм; $\alpha = 20, 60^\circ$ – для выявления влияния параметра D_{c1} .

На рис. 5.2 представлены зависимости $Rd(\alpha)$ для КНБК, оптимизированных при $\alpha = 20^\circ$, о чем свидетельствует пересечение всеми линиями оси в точке $\alpha = 20^\circ$ (в легенде к графику изменены обозначения: D_{c2} на $Dc2$, L_2 на $L2$ и т.д.). Для каждого центратора $D_{c2} = 210, 206$ и 202 мм существует по два варианта его расположения, при которых компоновка оптимальна [155]. Пунктирные и сплошные линии относятся, соответственно, к компоновкам первой и второй групп.

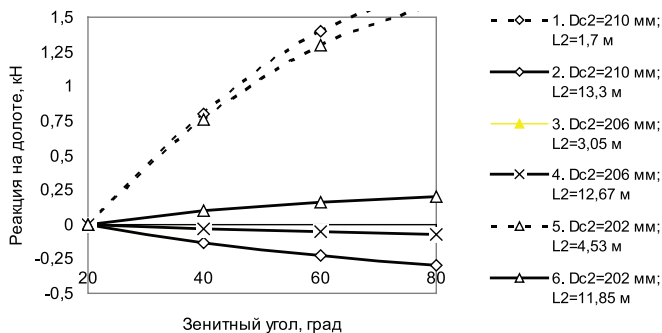


Рис. 5.2. К оценке устойчивости стабилизирующих компоновок: диаметр первого центратора $D_{c1}=214$ мм; расстояние между ним и долотом 4,64 м; зенитный угол 20° (решения по 1 и 3 вариантам совпали)

В варианте 4 линия $Rd(\alpha)$ почти параллельна оси α , и КНБК с соответствующими параметрами называется пассивной [44, 45]. Наклон линий $Rd(\alpha)$ (строго говоря, касательных в точках этих линий) определяет активность компоновки. Количественно её можно оценить показателем устойчивости $\Pi(\alpha)$ [60]. Таким образом, КНБК первой группы обладают свойством устойчивости. В вариантах 1, 3, 5, (линии 1, 3 наложились друг на друга), относящихся к компоновкам первой группы, величина $Rd(\alpha)$ с увеличением зенитного угла возрастает. В принятой нами системе координат это означает, что при отклонении α от 20° в большую сторону на долоте появится отклоняющая сила, способствующая уменьшению зенитного угла, который постепенно восстановится до прежнего значения. То же самое произойдет и при отклонении зенитного угла в меньшую сторону. Этот процесс впервые подробно описан в работах [44, 45]. По принятой в них терминологии такие компоновки называются устойчивыми.

У КНБК второй группы (сплошные линии) свойства существенно изменяются. Компоновку по варианту 6 можно назвать «пассивно-устойчивой», по варианту 4 пассивной, а по второму – пассивно-неустойчивой. Уменьшение диаметра второго центратора почти не влияет на устойчивость КНБК первой группы и улучшает это качество у КНБК второй группы. У компоновок, оптимизированных для зенитного угла 60° , а также при $D_{c1} = 213$ мм, наблюдаются такие же закономерности. Графическое изображение не приведе-

но ввиду большого количества наложений зависимостей друг на друга. Совпадение $Rd(\alpha)$ с осью α (строго пассивная КНБК) произошло в вариантах:

- 1) $\alpha = 60^\circ$, $Dc_1 = 214$ мм, $Dc_2 = 206$ мм, $L_2 = 10,05$ м;
- 2) то же при $Dc_2 = 202$ мм, $L_2 = 9,4$ м;
- 3) $\alpha = 20^\circ$, $Dc_1 = 213$ мм, $Dc_2 = 202$ мм, $L_2 = 13,7$ м;
- 4) $\alpha = 60^\circ$, $Dc_1 = 213$ мм, $Dc_2 = 202$ мм, $L_2 = 10,92$ м.

По-видимому, если требуется стабилизация зенитного угла, предпочтение нужно отдать устойчивым КНБК, но каким именно, активно-устойчивым или пассивно-устойчивым, можно выявить только опытным путем. Чем больше фактический профиль скважины может отличаться от проектного в данных конкретных условиях, тем активнее должна быть компоновка (т.е. являться активно-устойчивой).

5.1.3. Реакции на долоте и центраторах

Приведенные выше расчеты ограничены рамками условий: $Rd = 0$, $Ugd = 0$. Осталось неясным, как будут работать эти компоновки при выходе из расчетного режима и изменении не только зенитного угла, как было показано выше, а и других параметров. Возможности создания оптимальных стабилизирующих КНБК с приемлемыми на практике геометрическими параметрами весьма ограничены, и для выявления главных закономерностей распределения реакций на долоте и центраторах достаточно первых двух строчек табл. 5.1. На рис. 5.3 представлены результаты расчета величин Rd , Rc_1 , Rc_2 для двух групп компоновок, являющихся оптимальными при зенитном угле 20° с параметрами: $Dc_1 = 214$ мм; $L_1 = 4,64$ м; $Dc_2 = 210; 206; 200$ мм.

Каждая кривая $Rd(L_2)$ (сплошные линии) пересекает горизонтальную ось при двух значениях L_2 , соответствующих двум группам КНБК. Геометрические параметры соответствующих компоновок являются оптимальными только при этих двух указанных значениях расстояния между центраторами. С уменьшением L_2 кривые расходятся, т.е. повышается чувствительность компоновок к величине Dc_2 . Другими словами показатель устойчивости $\Pi(Dc_2)$ ухудшается. Это нежелательное явление, так как любое, вполне вероятное, отклонение реальных условий от расчетной схемы приведет к значительному изменению режима работы компоновки.

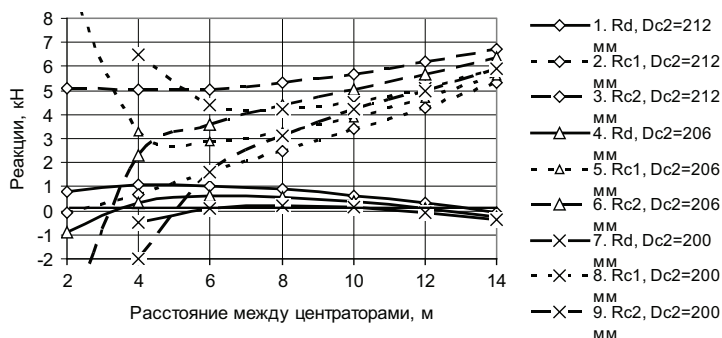


Рис. 5.3. Зависимости реакций на долоте и центраторах от геометрических параметров компоновки: диаметр первого центратора 214 мм; расстояние между ним и долотом 4,64 м; зенитный угол 20°

В зоне существования первых групп КНБК реакция на втором центраторе начинает резко снижаться до полной разгрузки, а на первом центраторе она, соответственно, возрастает, и компоновка превращается в одноцентраторную. Включение второго центратора в компоновку существенно усиливает тенденцию к снижению зенитного угла. Из рис. 5.3 видно, что, если второй центратор установить на расстоянии 6 – 10 м от первого, реакция будет направлена со стороны нижней стенки скважины. И только при значительном удалении центратора и уменьшении его диаметра произойдёт смена знака реакции. Кроме того, при близком расположении центраторов между ними не создается достаточный прогиб компоновки, способствующий её удержанию в апсидальной плоскости.

При увеличении зенитного угла оптимизации принципиальных изменений не происходит. Следовательно, КНБК первой группы нельзя рекомендовать к опробованию в промышленных условиях, несмотря на их достоинства в отношении устойчивости к изменению зенитного угла.

Отметим еще, что ранее в одной из работ нами в качестве критерия оптимизации предлагалось условие равенства реакций на центраторах при отклоняющей силе на долоте, соответствующей увеличению зенитного угла (цель – уменьшение давления центраторов на стенку скважины). На рис. 5.3 есть такое решение – это точка пересечения пунктирных линий, имеющих маркеры в виде треугольника. Ввиду нахождения

решения в критической зоне указанный критерий следует признать неудачным. Его использование может оказаться полезным при исследовании многоцентраторных компоновок.

Следовательно, практический интерес представляют только компоновки второй группы. Из рис. 5.3 также видно, что, если расстояние между центраторами принимать меньше значений, приведенных в табл. 5.1, начнется процесс фрезерования нижней стенки скважины, а при увеличении L_2 будет наблюдаться рост зенитного угла за счет фрезерования её верхней стенки.

5.1.4. О стабилизации азимута скважины с использованием компоновок ДНКС. Показатели устойчивости ДНКС

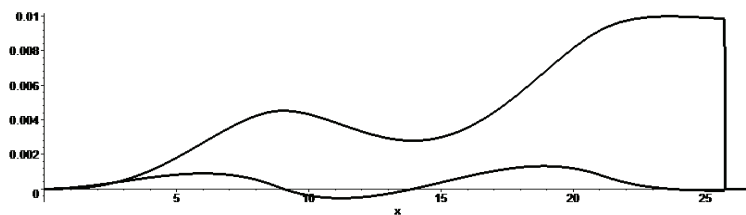
Для компоновок второй группы, представляющих практический интерес, характерным является значительное расстояние между центраторами. Такое их расположение может способствовать стабилизации азимута. Ожидаемый эффект отвеса может быть получен только в том случае, если забойный двигатель в месте максимального прогиба не взаимодействует со стенкой скважины, следовательно, необходимо исследование формы оси компоновки.

Исходя из геометрических параметров оптимальных компоновок (см. табл. 5.1), с учетом результатов исследования их устойчивости (см. п. 5.1.2) для изучения прогиба компоновок выбраны следующие варианты:

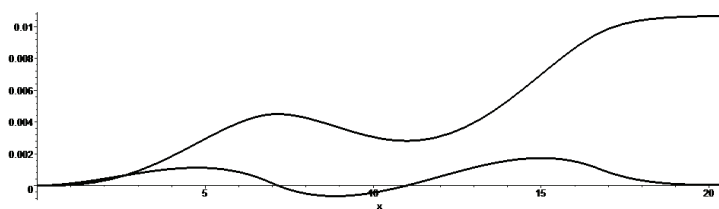
- 1) $D_{c1} = 214$ мм; $L_1 = 4,64$ м; зенитный угол 20° ; $D_{c2} = 204$ мм; $L_2 = 12,3$ м;
- 2) $D_{c1} = 214$ мм; $L_1 = 3,95$ м; $\alpha = 60^\circ$; $D_{c2} = 204$ мм; $L_2 = 9,75$ м;
- 3) $D_{c1} = 213$ мм; $L_1 = 5,15$ м; $\alpha = 20^\circ$; $D_{c2} = 204$ мм; $L_2 = 14$ м;
- 4) $D_{c1} = 213$ мм; $L_1 = 4,1$ м; $\alpha = 60^\circ$; $D_{c2} = 204$ мм; $L_2 = 11,14$ м.

Результаты расчета перемещений (прогибов и углов поворота сечений КНБК) представлены на рис. 5.4, а, б, в, г. Они показывают, что только у компоновок с диаметром первого центратора 214 мм в точке максимального прогиба обеспечивается зазор между забойным двигателем (ЗД) и стенкой скважины. Наличие контакта ЗД со стенкой скважины в вариантах 3, 4 ($D_{c1} = 213$ мм) можно отнести к граничному случаю: возможность отрицательных последствий зависит от реальной ситуации в скважине. Например, уменьшение зенитного угла может привести к работе компоновки в нерасчетном режиме ввиду появления дополнительной опоры и перераспределения усилий на всех элементах КНБК.

а



б



в

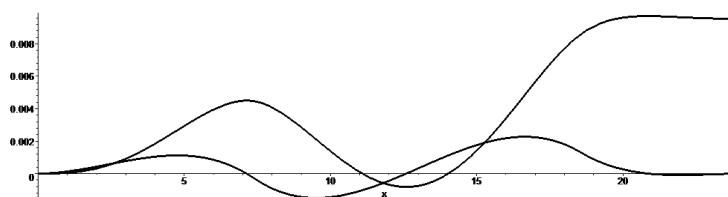
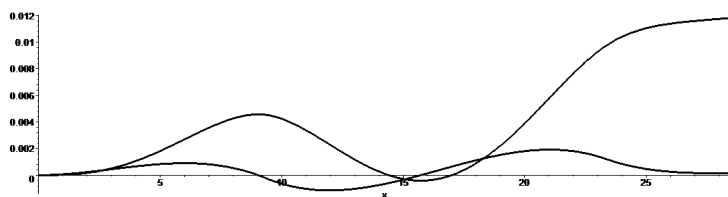


Рис. 5.4. Прогибы (верхняя линия) и углы поворота сечений (нижняя линия) компоновок с оптимальными геометрическими параметрами:

а, б – КНБК с диаметром первого центратора 214 мм при величине зенитного угла, соответственно, 20 и 60° (варианты 1, 2 в тексте); в, г – то же при $D_{c1} = 213$ мм (варианты 3, 4 в тексте).

Вывод о недопустимом прогибе распространяется на все компоновки при диаметре первого центратора менее 213 мм. При уменьшении зе-

нитного угла уменьшается поперечная составляющая веса, но возрастает расчётное расстояние между центраторами, и опасность недопустимого прогиба остается высокой. Если компоновку приподнять вторым центратором до $D_{c_2} = 212$ мм, забойный двигатель будет соприкасаться со стенкой скважины при любом значении зенитного угла.

Вот наглядный пример использования расчётной характеристики НК для оценки её качества на стадии проектирования: каковы бы ни были достоинства ДНКС с диаметром первого центратора менее 213 мм, их можно отвергнуть из-за недопустимого прогиба.

Воспользоваться табл. 5.1 (принимая $D_{c_1} = 214$ мм) можно следующим образом. Например, из конструктивных соображений нужно установить первый центратор над шпинделем, $L_1 = 4$ м; второй – над средней секцией, $L_2 = 14$ м; зенитный угол 20° . Принимаем по таблице $D_{c_2} = 212$ мм. Можно прибегнуть к интерполяции и нужно учитывать, что уменьшение L_1 и увеличение L_2 приводят к появлению реакции $Rd+$. В каждом конкретном случае с учетом технических возможностей можно выбрать соответствующий вариант компоновки.

Показатели устойчивости данной компоновки к изменению диаметров скважины и центраторов приведены в табл. 5.2. Знак показателей $\Pi(D_{скв})$, $\Pi(D_{c_1})$ соответствует уменьшению отклоняющей силы Rd . Изменение диаметра D_{c_2} может явиться частичной компенсацией последствий изменения величин $D_{скв}$ и D_{c_1} , так как имеет знак, соответствующий увеличению $Rd+$. Все показатели устойчивости возрастают с ростом зенитного угла.

Таблица 5.2

Показатели устойчивости компоновок ДНКС с диаметром первого центратора 214 мм

Расстояние до первого центра- тора, м	Диаметр второго цен- тратора, мм	Расстояние между цен- траторами, м	Показатели устойчиво- сти, кН/мм		
			Π(D _{скв})	Π(D _{c1})	Π(D _{c2})
Зенитный угол 20 градусов					
4,64	212	13,6	0,040	0,059	-0,027
	206	12,7	0,044	0,065	-0,030
Зенитный угол 40 градусов					

Расстояние до первого центратора, м	Диаметр второго центратора, мм	Расстояние между центраторами, м	Показатели устойчивости, кН/мм		
			$P(D_{ср})$	$P(D_{с1})$	$P(D_{с2})$
3,95	212	11,6	0,067	0,081	-0,043
	206	10,8	0,069	0,102	-0,051
Зенитный угол 60 градусов					
3,68	212	10,7	0,083	0,120	-0,054
	206	10,0	0,087	0,130	-0,062

Все показатели устойчивости ДНКС соответствуют высокому качеству данных компоновок.

5.1.5. Компоновка с винтовым забойным двигателем

Рассмотренные выше компоновки с двумя центраторами и забойным двигателем диаметром 195 мм (долото 215,9 мм) имеют ряд недостатков:

- 1) невозможность установки на расчетном расстоянии центраторов промышленного изготовления;
- 2) отсутствие конструкций передвижных центраторов;
- 3) ограничение минимального диаметра второго центратора (он становится близким к диаметру турбобура).

На практике широкое применение имеет центратор СТК (стабилизирующее кольцо), недостатком которого является возможность установки без каких-либо доработок только на ниппеле шпинделя. Применение переводников на валу с целью удаления СТК от долота нежелательно ввиду возрастания динамических нагрузок. Второй центратор может быть расположен между секциями, или попросту приварен на корпусе турбобура в нужном месте. Следует отметить, что второй центратор производители устанавливают, руководствуясь чаще всего техническими возможностями и интуицией.

Гораздо более широкие возможности для конструирования компоновок появляются при использовании винтового забойного двигателя (ВЗД) Д-172 в сочетании с долотами диаметром 215,9 мм. Для них выпускаются передвижные центраторы, характеристики которых приведены в таблице 5.3. [149]. В таблицу включены также центраторы для забойных двигателей диаметром 240 мм, применяемые в Западной Сибири (приведена неполная гамма выпускаемых ЦДП).

Таблица 5.3

Характеристики передвижных центраторов

Код	Наружный диаметр, мм	Диаметр забойного двигателя, мм	Длина, мм
3-ЦДП290/240МС	290	240	670-750
3-ЦДП285/240МС	285	240	670-750
3-ЦДП292/240МС	292	240	670-750
3-ЦДП290/240С	290	240	515-595
3-ЦДП285/240С	285	240	515-595
3-ЦДП292/240С	292	240	515-595
3-ЦДП214МС	214	172	590
3-ЦДП212МС	212	172	590
3-ЦДП214С	214	172	440
3-ЦДП212С	212	172	440
3-ЦДП215,9МС	215,9	172	590

Применение ВЗД целесообразно в тех случаях, когда реализуются преимущества низкооборотного бурения, и рейсовая скорость повышается за счет увеличения проходки на долото, особенно, при использовании высокопроизводительных моментоёмких долот (PDC). Необходимо отметить, что в конструкции ДНК с Д-172 должен быть предусмотрен дополнительный элемент (например, УБТ или секция Д-172) для размещения второго центратора [156].

Вначале установим общий характер зависимостей $R_d(L_2, D_{c_2})$, $R_{c_1}(L_2, D_{c_2})$, $R_{c_2}(L_2, D_{c_2})$ для выявления геометрических параметров КНБК, представляющих наибольший интерес. Накладывая условия $R_d = 0$, $U_{gd} = 0$, при $D_{c_1} = 214$ мм и $\alpha = 40^\circ$, находим оптимальное расстояние $L_1 = 3,38$ м до первого передвижного центратора и вычисляем реакции на долоте и центраторах, задаваясь различными значениями D_{c_2} и L_2 (рис. 5.5).

Как и в случае применения ЗД-195, варианты компоновок с оптимальным сочетанием D_{c_2} и меньшим из двух значений L_2 находятся в зоне неустойчивых величин реакций на долоте и центраторах, поэтому в дальнейшем мы их рассматривать не будем. Как следует из рис. 5.5, у КНБК с двигателем Д-172 расстояние между центраторами должно быть не менее 6 м. В табл. 5.4 приведены геометрические параметры стабилизирующих компоновок, оптимизированных для различных значений зенитного угла.

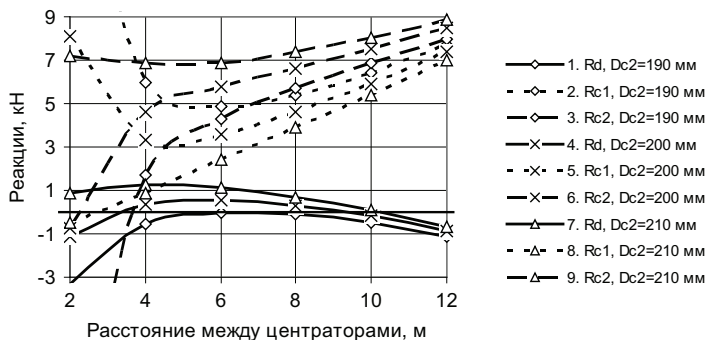


Рис. 5.5. Реакции на долоте и центраторах у компоновки с ВЗД:
диаметр первого центратора 214 мм; расстояние между ним и долотом 3,38 м; зенитный
угол 40°

Таблица 5.4

Стабилизирующие компоновки ДНКС с двигателем Д-172

$Dc_1 = 214 \text{ мм}; L_1 = 3,95 \text{ м}; \alpha = 20^\circ$			
1	2	3	4
$Dc_2, \text{ мм}$	212	200	190
$L_2, \text{ м}$	12,2	11,0	8,7
$Dc_1 = 214 \text{ мм}; L_1 = 3,38 \text{ м}; \alpha = 40^\circ$			
$L_2, \text{ м}$	10,4	9,4	7,4
$Dc_1 = 214 \text{ мм}; L_1 = 3,12 \text{ м}; \alpha = 60^\circ$			
$L_2, \text{ м}$	9,6	8,7	6,6
$Dc_1 = 212 \text{ мм}; L_1 = 4,72 \text{ м}; \alpha = 20^\circ$			
$L_2, \text{ м}$	14,0	13,3	12,4
$Dc_1 = 212 \text{ мм}; L_1 = 4,05 \text{ м}; \alpha = 40^\circ$			
$L_2, \text{ м}$	12,0	11,4	10,6
$Dc_1 = 212 \text{ мм}; L_1 = 3,75 \text{ м}; \alpha = 60^\circ$			
$L_2, \text{ м}$	11,2	10,5	9,8

Во всех вариантах ДНКС первым (ближним к долоту) является передвижной центратор диаметром 214 или 212 мм. Второй центратор в расчетах принят как передвижным (212 мм), так и с произвольными диаметрами 200 и 190 мм. С целью более детального изучения за наиболее ха-

ракетные варианты приняты НК с первыми центраторами 214 и 212 мм, оптимизированные для зенитного угла 40° (рис. 5.6, 5.7).

С увеличением диаметра второго центратора для реализации режима полной стабилизации необходимо увеличивать расстояние между центраторами, которые нагружены более равномерно при меньшем диаметре D_{c2} .

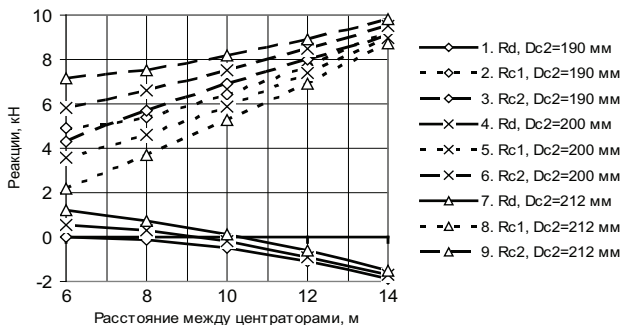


Рис. 5.6. Зависимость реакций на долоте и центраторах от геометрических параметров КНБК с передвижным 214-мм центратором: расстояние между ним и долотом 3,38 м, угол -40°

Практический интерес представляет применение центраторов возможно меньшего диаметра. При установке передвижного центратора диаметром 212 мм (рис. 5.7) оптимальные расстояния L_2 значительно увеличиваются (необходим расчет прогиба компоновки), при этом наклон линий $Rd(L_2)$ уменьшается, следовательно отклонения геометрических параметров от расчетных значений будут меньше сказываться на работе компоновки.

Устойчивость к изменению зенитного угла. Достаточное представление об устойчивости стабилизирующих КНБК с забойным двигателем Д-172 может быть получено исследованием следующих вариантов компоновок:

- 1) $D_{c1} = 214$ мм; $L_1 = 3,38$ м; $D_{c2} = 212$ мм; $L_2 = 10,43$ м; зенитный угол 40° ;
- 2) $D_{c1} = 214$ мм; $L_1 = 3,38$ м; $D_{c2} = 200$ мм; $L_2 = 9,4$ м; $\alpha = 40^\circ$;
- 3) $D_{c1} = 214$ мм; $L_1 = 3,38$ м; $D_{c2} = 190$ мм; $L_2 = 7,4$ м; $\alpha = 40^\circ$;
- 4) $D_{c1} = 212$ мм; $L_1 = 4,05$ м; $D_{c2} = 212$ мм; $L_2 = 12,05$ м; $\alpha = 40^\circ$;
- 5) $D_{c1} = 212$ мм; $L_1 = 4,05$ м; $D_{c2} = 200$ мм; $L_2 = 11,4$ м; $\alpha = 40^\circ$;
- 6) $D_{c1} = 212$ мм; $L_1 = 4,05$ м; $D_{c2} = 190$ мм; $L_2 = 10,65$ м; $\alpha = 40^\circ$.

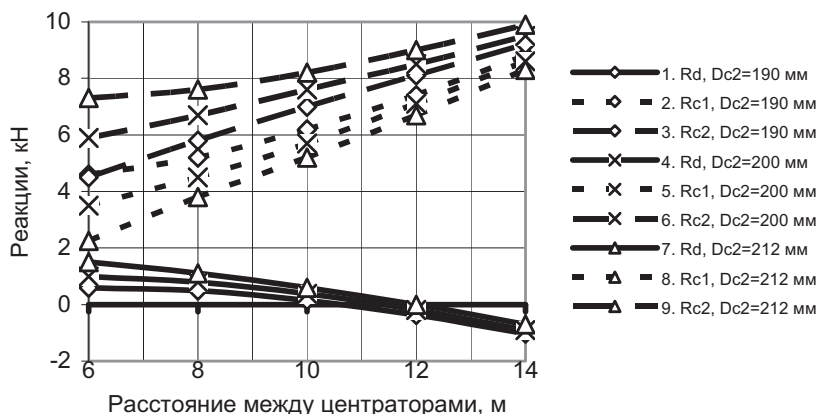


Рис. 5.7. Зависимость реакций на долоте и центраторах от геометрических параметров КНБК с 212- мм центратором

Результаты расчетов представлены на рис. 5.8 (номера вариантов в тексте и легенде к графику совпадают). Все линии $R_d(\alpha)$ пересекаются в точке $\alpha = 40^\circ$ (угол, для которого оптимизированы компоновки). При оценке устойчивости КНБК, можно сказать, что самым сильным фактором является увеличение диаметра второго центратора.

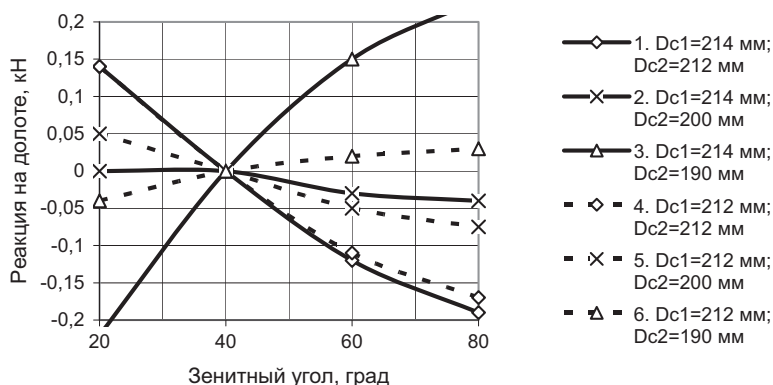


Рис. 5.8. К устойчивости стабилизирующих компоновок с забойным двигателем Д-172

При $D_{c2} = 212$ мм зависимости $Rd(\alpha)$ имеют вид, характерный для неустойчивых компоновок (отмечены маркерами в виде ромба), при $D_{c2} = 212$ мм КНБК являются пассивными, а, если $D_{c2} = 190$ мм – устойчивыми. Но, даже при $D_{c2} = 212$ мм (оба центратора передвижные) увеличение реакции на долоте, соответствующей росту зенитного угла, составляет всего 50 Н / 10 град, т.е. все представленные компоновки можно отнести к пассивным. И.В. Воевидко считает, что максимальное приближение фактического профиля к проектному может быть достигнуто с помощью пассивных компоновок [157].

Устойчивость к изменению геометрических параметров. Смысл и назначение показателей устойчивости компоновки к изменению геометрических параметров рассматривались выше. Из табл. 5.5 видно, что показатели устойчивости практически одинаковы при зенитном угле 30 и 60°.

Таблица 5.5

Показатели устойчивости компоновок ДНКС с Д-172

Зенитный угол 30 градусов				
Диаметр первого центратора, мм	Диаметр второго центратора, мм	Показатели устойчивости, кН/мм		
		$P(D_{скв})$	$P(D_{c1})$	$P(D_{c2})$
214	212	0,044	0,061	- 0,025
	200	0,047	0,067	- 0,031
212	212	0,026	0,037	- 0,017
	200	0,028	0,039	- 0,019
Зенитный угол 60 градусов				
214	212	0,044	0,061	- 0,027
	200	0,048	0,069	- 0,031
212	212	0,026	0,037	- 0,018
	200	0,028	0,040	- 0,019

Величины показателей таковы, что возможные изменения условий в реальной скважине, вызывающие их несовпадение с расчетной схемой, мало скажутся на работе компоновки, и при бурении она должна давать стабильные результаты.

Прогиб компоновки между центраторами. Расчет прогиба ДНКС с Д-172 особенно важен ввиду пониженной жесткости на изгиб указанно-

го ЗД. Исходя из геометрических параметров компоновок (см. табл. 5.4), а, также учитывая ранее установленные закономерности при расчетах перемещений КНБК, выбираем расчетные варианты компоновок, наиболее вероятные для возникновения у них значительных прогибов:

- 1) $Dc_1 = 212$ мм; $L_1 = 3,75$ м; $Dc_2 = 212$ мм; $L_2 = 11,18$ м; зенитный угол 60° (во всех вариантах);
- 2) $Dc_1 = 212$ мм; $L_1 = 3,75$ м; $Dc_2 = 200$ мм; $L_2 = 10,55$ м;
- 3) $Dc_1 = 212$ мм; $L_1 = 3,75$ м; $Dc_2 = 190$ мм; $L_2 = 9,85$ м.

После расчета реакций на долоте, центраторах, в точке контакта ЗД со стенкой скважины, а также расстояния от неё до верхнего центратора, полученные данные подставляем в применявшуюся ранее программу построения графиков перемещений, с внесенными в неё поправками: $Dt = 0,172$ мм; $q = 1,1 \cdot \sin(\alpha)$; $EI = 4000$ кН·м². Полученные результаты (рис. 5.9, а, б) позволяют сделать вывод, что величина прогиба оптимальных стабилизирующих компоновок с забойным двигателем Д-172 находится в пределах, обеспечивающих отсутствие контакта ЗД со стенкой скважины и возможность улучшения работы компоновки в отношении стабилизации азимута.

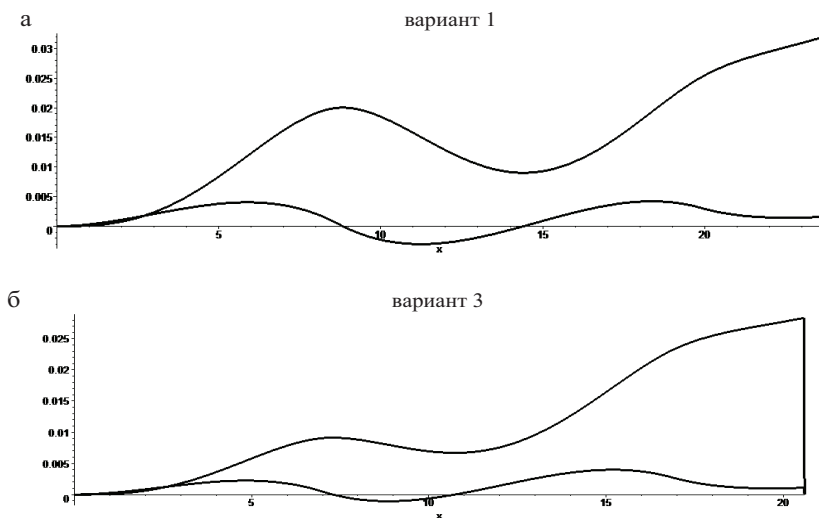


Рис. 5.9. Прогиб (верхняя кривая) и углы поворота сечений стабилизирующих НК с Д-172 (нижняя кривая): описание вариантов приведено в тексте

5.1.6. Компоновки ДНКС с долотами диаметром 295,3 мм и долотами PDC

Критерий оптимизации компоновок ДНКС, состоящий из двух условий, ограничивает возможности их проектирования (табл. 5.6). В вариантах с долотом 295,3 мм (турбобур 240 мм) и с забойным двигателем Д-172 предполагается применение передвижных центраторов. Для применения в сочетании с ЗД диаметром 172 и 195 мм долота PDC выпускаются размерами 222,3; 220,7; 215,9 и 214,3 мм. Компоновки с долотами 215,9 мм рассмотрены выше.

Таблица 5.6

Геометрические параметры компоновок ДНКС с долотами диаметром 295,3 мм (ЗД – ТСШ-240) и долотами PDC

Диаметр долота, мм	Диаметр забойного двигателя, мм	Диаметр первого центратора, мм	Расстояние до первого центратора, м	Диаметр второго центратора, мм	Расстояние между центраторами, м
Зенитный угол 20 градусов					
295,3	240	290	6,9	285	(20,1)
PDC 220,7	195	214	не достигается условие $U_{gd} = 0$		
PDC 220,7	Д-172	214	5,4	212	(16,0)
PDC 214,3	Д-172	212	4,2	211	12,8
Зенитный угол 40 градусов					
295,3	240	290	5,8	285	(17,0)
PDC 220,7	195	214	второй центратор меньше диаметра ЗД		
PDC 220,7	Д-172	214	второй центратор больше диаметра долота		
PDC 214,3	Д-172	212	3,6	212	11,0
Зенитный угол 60 градусов					
295,3	240	290	5,4	285	(15,9)
PDC 220,7	195	214	5,0	209	14,0
PDC 220,7	Д-172	214	4,3	212	12,5
PDC 214,3	Д-172	212	3,3	211	10,1

Из таблицы видно, что возможности создания ДНКС приведённых типоразмеров весьма ограничены, исключение составляет НК с долотом 214,3 мм и передвижными центраторами, которую можно реализовать при любом значении зенитного угла. У компоновки с 295,3-мм долотом при малых углах слишком большое расстояние между центраторами.

По некоторым из компоновок, представленным в табл. 5.6, показатели устойчивости приведены в табл. 5.7.

Таблица 5.7

Показатели устойчивости некоторых типоразмеров ДНКС

Диаметр забойного двигателя, мм	Расстояние до первого центратора, м	Расстояние между центраторами, м	Показатели устойчивости, кН/мм		
			П(D _{с_{кв}})	П(D _{с₁})	П(D _{с₂})
Диаметр долота 295,3 мм; центраторов – 290 и 285 мм; зенитный угол 20 градусов					
240	6,9	20,1	0,033	0,047	-0,023
диаметр долота 295,3 мм; центраторов – 290 и 285 мм; зенитный угол 40 градусов					
240	5,8	17,0	0,045	0,069	-0,041
диаметр долота 295,3 мм; центраторов – 290 и 285 мм; зенитный угол 60 градусов					
240	5,4	15,9	0,062	0,091	-0,045
диаметр долота 220,7 мм; центраторов – 214 и 209 мм; зенитный угол 60 градусов					
195	5,0	14,0	0,035	0,051	-0,025
диаметр долота 220,7 мм; центраторов – 214 и 212 мм; зенитный угол 60 градусов					
172	4,3	12,5	0,012	0,022	-0,025

Можно отметить высокое качество всех компоновок в отношении показателей устойчивости.

5.2. Компоновки, спроектированные по критерию равенства нулю реакции на долоте

5.2.1. Геометрические параметры ДНКА

Стабилизирующие двухцентраторные компоновки так же, как и однокентраторные, требуют строгого выполнения соотношения между диаметром первого центратора и его расположением при заданном значении зенитного угла (см. табл.5.1). Он должен устанавливаться на значительном расстоянии от долота, еще более увеличивающемся при уменьшении диаметра центратора. Консольная часть КНБК (рис. 5.10, а) между долотом D и центратором C должна быть достаточно длинной, чтобы под действием собственного веса угол поворота оси долота θ сравнялся с углом несоосности β (условие оптимизации (1.2)), определяемым как $\beta = (Dd - Dc)/2L_1$. При этом значительно возрастает величина L_2 , что может привести к контакту ЗД со стенкой скважины.

Кроме того, как следует из расчётов (см. рис. 5.3), у компоновок ДНКС проявляется тенденция к падению зенитного угла, а возможности коррекции их работы за счёт привлечения механизма фрезерования практически отсутствуют. При расстоянии между долотом и первым центратором меньше значения, соответствующего компоновке ДНКС (см. табл. 5.1), угол несоосности будет всегда положительным (при обеих реакциях на центраторах, направленных со стороны нижней стенки скважины). Следовательно, компоновка теоретически должна работать в режиме малоинтенсивного увеличения зенитного угла за счёт асимметричного разрушения забоя [158].

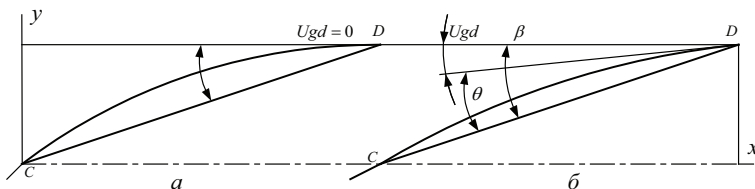


Рис. 5.10. Угол между осями долота и скважины компоновок ДНКС (а) и ДНКА (б): СД – линия, соединяющая центры долота и центратора; ось скважины показана штрихпунктирной линией

Необходимо подчеркнуть, что речь здесь идет об увеличении зенитного угла с незначительной интенсивностью, близкой к нулю, или равной нулю, главной целью установки второго центратора является улучшение стабилизации азимута. Фактическую интенсивность i_α компоновками ДНКА на наш взгляд можно определить только опытным путем. Можно предположить, что она невелика, исходя из следующих соображений. Например, при центраторах диаметром 212 – 210 мм фактический угол несоосности U_{gd} всегда меньше угла β , который при $D_{c1} = 212$ мм и $L_1 = 2$ м составляет приблизительно 0,001 рад. Турбинный отклонитель ($1,5^\circ$) имеет только собственный угол перекоса (не считая дополнительного за счет радиального зазора между ЗД и стенкой скважины) 0,026 рад, т.е. на порядок больше. Подобное соотношение можно ожидать и между величинами i_α . Увеличение i_α при использовании компоновок ДНКА, если это требуется, возможно за счет уменьшения диаметра второго центратора, что может потребовать перехода на забойный двигатель уменьшенного диаметра.

Компоновки ДНКА имеют преимущества перед стабилизирующими КНБК, состоящие в том, что их легче приспособить к конструкции турбобура или другого ЗД, например, рассчитать её на использование первого центратора (СТК) на ниппеле шпинделя или над шпинделем, а второго в требуемом месте между секциями. Если принять во внимание, что при любом отклонении фактического зенитного угла или иных параметров от расчетных величин, оптимальная компоновка становится неоптимальной и переходит в режим работы с фрезерованием стенки скважины (см. рис. 5.3), а, возможно, преимущественно в нем и работает, не видно смысла накладывать условие $U_{gd} = 0$.

Таким образом, компоновки ДНКА, на наш взгляд, представляют в практическом отношении больший интерес, чем ДНКС, по отношению к которым они являются как бы альтернативным вариантом, поскольку могут обеспечить увеличение угла с малой интенсивностью или его стабилизацию. Можно добавить, что компоновкам с такими свойствами производственники традиционно дают высокую оценку.

Для расчета геометрических параметров компоновок, как и ранее, применялись методы МНП и ЗМ, соответственно, в программах «Maple» и «MathCAD» с введенным в них условием $R_d = 0$. Методика расчёта похожа на описанную выше, при расчёте ДНКС, но здесь диаметр первого

центратора и его расположение можно задавать независимо друг от друга, и под выбранные пары значений D_{c1} , L_1 подобрать пары D_{c2} , L_2 . При этом, если на входе в программу зададимся величиной D_{c2} (в случае передвижного центратора), на выходе получим L_2 , и, наоборот, при определённом положении центратора определяем его диаметр.

Результаты расчетов по наиболее распространённой компоновке (долото диаметром 215,9 мм, турбобур – 195 мм) приведены в табл. 5.8. Как и при рассмотрении компоновок ДНКС, здесь также имеется по два решения (в некоторых случаях одно решение), в том случае, если диаметр первого центратора составляет не менее 210 мм.

Компоновки второй группы (цифры в ячейке справа) существуют при всех значениях зенитного угла и геометрических параметрах НК, а число компоновок первой группы (цифры слева) сокращается с уменьшением диаметра второго центратора и увеличением зенитного угла и расстояния между долотом и первым центратором.

Таблица 5.8

Геометрические параметры компоновок ДНКА

Диаметр первого центратора 212 мм, зенитный угол 20°							
№ п.	L ₁ , м	D _{c2} , мм	210	208	206	204	202
1	2	L ₂ , м	– 10,8	1,7; 10,4	2,6; 9,9	3,6; 9,2	5,0 8,2
2	3		1,0; 11,3	1,9; 10,8	2,8; 10,4	3,8; 9,7	5,1; 8,8
3	4		0,9; 12,7	1,7; 12,3	2,5; 12,0	3,3; 11,6	4,1; 11,1
зенитный угол 40°							
4	2	L ₂ , м	– 9,3	1,6; 8,9	2,4; 8,4	3,3; 7,8	4,6; 6,8
5	3		0,8; 10,1	1,6; 9,8	2,3; 9,5	3,0; 9,0	3,9; 8,5
6	4		– 11,9	– 11,7	– 11,5	– 11,2	– 10,9
зенитный угол 60°							
7	2	L ₂ , м	– 8,6	1,5; 8,3	2,3; 7,9	3,1; 7,3	4,3; 6,4
8	3		– 9,7	1,4; 9,5	2,0; 9,2	– 8,8	– 8,4
9	4		– 11,6	– 11,5	– 11,3	– 11,1	– 10,9
Диаметр первого центратора 210 мм, зенитный угол 20°							
10	2	L ₂ , м	– 12,1	0,6; 11,8	1,3; 11,4	1,9; 11,1	– 10,6
11	3		– 12,2	0,7; 11,9	1,5; 11,5	2,2; 11,1	3,0; 10,6
12	4		– 13,3	– 13,0	– 12,7	– 12,4	– 12,1

зенитный угол 40°							
13	2	L ₂ , м	– 10,2	– 10,0	– 9,7	– 9,3	– 8,9
14	3		– 10,8	– 10,6	– 10,3	– 10,0	– 9,6
15	4		– 12,3	– 12,1	– 11,9	– 11,7	– 11,5
зенитный угол 60°							
16	2	L ₂ , м	– 9,5	– 9,3	– 9,0	– 8,7	– 8,3
17	3		– 10,3	– 10,1	– 9,8	– 9,6	– 9,3
18	4		– 12,0	– 11,8	– 11,7	– 11,5	– 11,3
Диаметр первого центратора 208 мм, зенитный угол 20°							
19	2	L ₂ , м	–	– 12,9	– 12,6	– 12,4	– 12,0
20	3		–	– 12,7	– 12,5	– 12,1	– 11,8
21	4		–	– 13,6	– 13,4	– 13,1	– 12,8
зенитный угол 40°							
22	2	L ₂ , м	–	– 10,8	– 10,6	– 10,4	– 10,1
23	3		–	– 11,2	– 11,0	– 10,7	– 10,4
24	4		–	– 12,5	– 12,4	– 12,2	– 12,0
зенитный угол 60°							
25	2	L ₂ , м	–	– 10,0	– 9,8	– 9,6	– 9,3
26	3	L ₂ , м	–	– 10,6	– 10,4	– 10,2	– 9,9
27	4		–	– 12,1	– 12,0	– 11,8	– 11,7

5.2.2. Устойчивость компоновок ДНКА к изменению зенитного угла

Для компоновок ДНКА при работе в режиме малоинтенсивного увеличения зенитного угла понятие устойчивости приобретает несколько иной смысл. Если компоновка при заданных расчетных геометрических параметрах и зенитном угле обеспечивает некоторую интенсивность увеличения угла i_α , возможны следующие случаи (при сохранении ранее принятой терминологии по устойчивости компоновок):

- 1) фактический угол больше расчетного, компоновка устойчива, на долоте появляется реакция, способствующая падению зенитного угла, компоновка будет стремиться вернуть траекторию скважины к исходному состоянию и является близкой к стабилизирующей;

- 2) фактический угол меньше расчетного, компоновка устойчива; будет повышенная интенсивность увеличения зенитного угла (i_α) до момента достижения расчетного значения α ;
- 3) компоновка неустойчива, угол больше расчетного – постоянное увеличение i_α в процессе бурения;
- 4) компоновка неустойчива, угол меньше расчетного – падение зенитного угла;
- 5) компоновка пассивная – сохраняет определенный темп набора угла.

Следовательно, для малоинтенсивного увеличения зенитного угла без фрезерования стенки скважины или его стабилизации КНБК должна быть, соответственно, пассивной или устойчивой.

Данные табл. 5.8 позволяют выбрать варианты для оценки влияния на устойчивость компоновки: зенитного угла, для которого производился её расчет по критерию $Rd = 0$; её геометрических параметров – диаметров центраторов (D_{c1} , D_{c2}) и их расположения (L_1 , L_2). Исследование проводилось для следующих вариантов компоновок:

- 1) $D_{c1}=212$ мм; $L_1=2$ м; $D_{c2}=208$ мм; $\alpha = 20, 40, 60^\circ$; L_2 принимает два значения (см. табл. 4.2); при этом изучается влияние на устойчивость КНБК параметров α и L_2 ;
- 2) то же самое при $D_{c2}=202$ мм – для выявления влияния параметра D_{c2} ;
- 3) варианты 1 и 2 при $L_1 = 4$ м – для оценки влияния расстояния между долотом и первым центратором на устойчивость компоновки; 4) варианты 1 – 3 при диаметре первого центратора 210 и 208 мм (для оценки роли параметра D_{c1}).

На рис. 5.11 представлены зависимости $Rd(\alpha)$ для КНБК, у которых $Rd = 0$ при $\alpha = 20$ (все линии пересекают ось в точке $\alpha = 20^\circ$). Для каждого центратора $D_{c2} = 208$ и $D_{c2} = 202$ мм существует по два варианта его расположения, при которых $Rd = 0$ (две группы). В вариантах 1, 3, относящихся к компоновкам первой группы (пунктирные линии), величина $Rd(\alpha)$ с увеличением зенитного угла возрастает, компоновку 1 можно называть пассивно-устойчивой.

В варианте 3 линия $Rd(\alpha)$ почти параллельна оси α , и КНБК с соответствующими параметрами называется пассивной [44, 45]. Те же компоновки с увеличением L_2 (КНБК второй группы) становятся неустойчивы-

ми. Они показаны сплошными линиями на рис. 5.11 (варианты 2, 4 в легенде графика). С уменьшением диаметра второго центратора компоновки обеих групп по степени устойчивости приближаются к «пассивным» компоновкам.

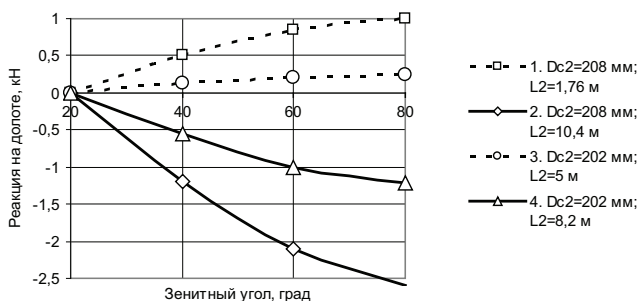


Рис. 5.11. К оценке устойчивости компоновок ДНКА: диаметр первого центратора $D_{c1}=212$ мм; расстояние между ним и долотом 2 м; зенитный угол 20°

Удаление первого центратора на 4 м от долота (рис. 5.12) делает компоновки первой группы более «активно-устойчивыми» (пунктирные линии), при этом практически исчезает влияние диаметра второго центратора в интервале его изменения 202 – 208 мм.

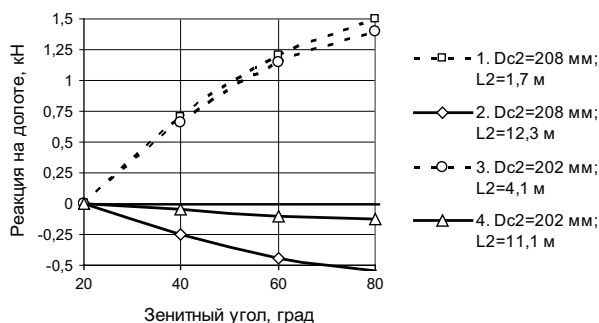


Рис. 5.12 – Влияние увеличения расстояния между долотом и первым центратором на устойчивость компоновок ДНКА

У компоновок второй группы (сплошные линии) неустойчивость уменьшается, и они становятся почти «пассивными», однако, влияние D_{c2} более существенно, чем у компоновок первой группы. При уменьшении диаметра первого центратора до 208 мм (рис. 5.13) имеются только компоновки второй группы, и они становятся более неустойчивыми. Варианты 1, 3 с близким расположением первого центратора (пунктирные линии) можно назвать активно-неустойчивыми КНБК. При увеличении зенитного угла у компоновок обеих групп линии $R_d(\alpha)$ становятся более пологими (рис. 5.14). Компоновка второй группы с $D_{c2} = 202$ мм (вариант 4 в легенде) при зенитном угле 40° становится почти пассивной.

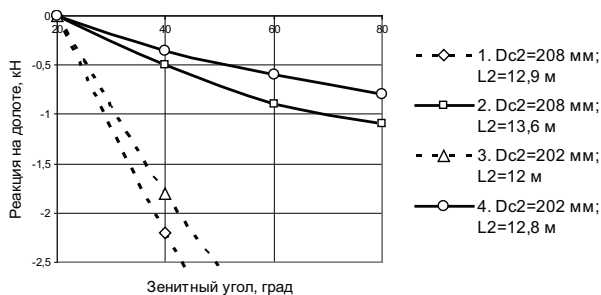


Рис. 5.13 – Возрастание неустойчивости КНБК при уменьшении диаметра первого центратора: диаметр первого центратора $D_{c1}=208$ мм; расстояние между ним и долотом 2 м (пунктирные линии) и 4 м (сплошные линии); зенитный угол 20°

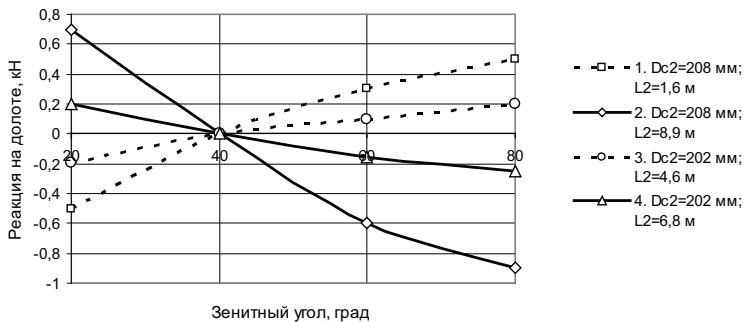


Рис. 5.14. Влияние зенитного угла на устойчивость компоновок: диаметр первого центратора $D_{c1}=212$ мм; КНБК первой группы – пунктирные линии, второй – сплошные линии; расстояние между долотом и первым центратором – 2 м; зенитный угол 40°

Еще более повышается устойчивость КНБК второй группы при увеличении расстояния между первым центратором и долотом с 2 до 4 м (рис. 5.15). Второй вариант ($D_{c2} = 202$ мм, $L_2 = 10,9$ м) – это пассивная компоновка. По расчетам приблизительно на таком же уровне остается устойчивость КНБК при дальнейшем увеличении расчетного угла до 60° (результаты здесь не приводятся).

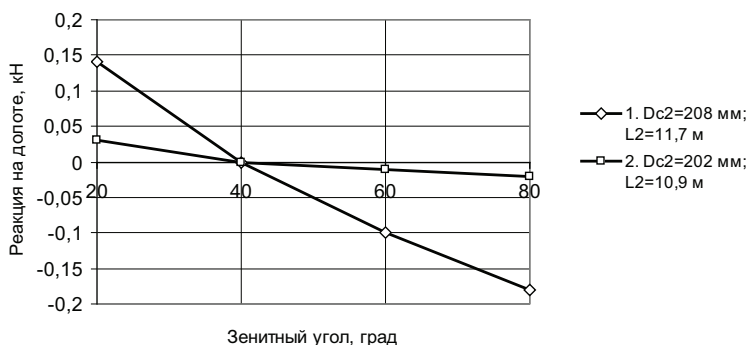


Рис. 5.15 – Устойчивость компоновки при увеличении расстояния между долотом и первым центратором:
диаметр первого центратора $D_{c1} = 212$ мм; расстояние между долотом и первым центратором – 4 м; зенитный угол 40°

Таким образом, компоновки ДНКА в отношении устойчивости к изменению зенитного угла можно оценить следующим образом: все компоновки первой группы являются устойчивыми (некоторые пассивными). Большинство компоновок второй группы – пассивно-неустойчивые, но их можно сделать пассивными за счет увеличения диаметра первого центратора (например, до 212 мм) и расстояния между ним и долотом (примерно до 4 м), уменьшая при этом диаметр второго центратора (например, до 202 мм).

На практике от устойчивой компоновки можно ожидать стабилизацию зенитного угла, от пассивной и неустойчивой – малоинтенсивное увеличение зенитного угла, соответственно, с меньшей и несколько большей интенсивностью (но не сопоставимой с той, что могут дать однокентраторные компоновки). Количественные оценки производятся с помощью показателя $\Pi(\alpha) = \Delta R_d / \Delta \alpha$, который легко вычислить по приведенным выше графикам.

Необходимо учесть, что, если работа компоновки происходит в режиме, близком к стабилизации, изменение зенитного угла в течение рейса незначительное, и роль показателя устойчивости $\Pi(\alpha)$ существенно снижается.

5.2.3. Устойчивость ДНКА к изменению диаметров скважины и центраторов

Определим показатели устойчивости для следующей компоновки, представляющей практический интерес: первый центратор диаметром 214 мм установлен над шпинделем, $L_1 = 4$ м; второй – между второй и третьей секциями турбобура, $L_2 = 14$ м; зенитный угол 20° . Необходимый диаметр второго центратора (подробно рассмотрено выше) равен 210,6 мм. По программе расчета реакций при известных параметрах КНБК определяем реакцию на долоте, увеличивая диаметр скважины (долота) и уменьшая диаметры центраторов. Затем вычисляем показатели устойчивости, которые в рассматриваемом примере составили: $\Pi(D_{\text{скв}}) = 0,064$ кН/мм; $\Pi(D_{c_1}) = 0,09$ кН/мм; $\Pi(D_{c_2}) = -0,04$ кН/мм.

Знак минус у $\Pi(D_{c_2})$ говорит о том, что износ второго центратора приводит к увеличению зенитного угла. Нельзя сравнивать первый показатель с остальными двумя, так как это разные физические объекты. Наибольшее влияние оказывает диаметр скважины, поскольку его увеличение может быть больше, чем возможное изменение величин D_{c_1} , D_{c_2} . Например, при увеличении $D_{\text{скв}}$ на 5 мм отклоняющая сила уменьшится на 320 Н, что способно оказать некоторое влияние на работу компоновки.

5.2.4. Реакции на долоте и центраторах

Закономерности изменения реакций у компоновок ДНКА такие же, как у стабилизирующих: у компоновок первой группы реакции на долоте и центраторах резко изменяются даже при незначительном изменении геометрических параметров КНБК независимо от расположения первого центратора (рис. 5.16, а, б). С приближением первого центратора к долоту усиливается тенденция к увеличению зенитного угла, кривые $Rd(\alpha)$ опускаются вниз вдоль оси Rd , расстояние между центраторами в момент выполнения условия $Rd = 0$ уменьшаются.

Из анализа графиков (см. рис.5.16) следует, что компоновки ДНКА могут быть созданы на базе двух основных вариантов: 1) первый центратор СТК на ниппеле шпинделя, второй – между нижней и средней секциями турбобура; 2) первый центратор над шпинделем, второй – между средней и верхней секциями турбобура.

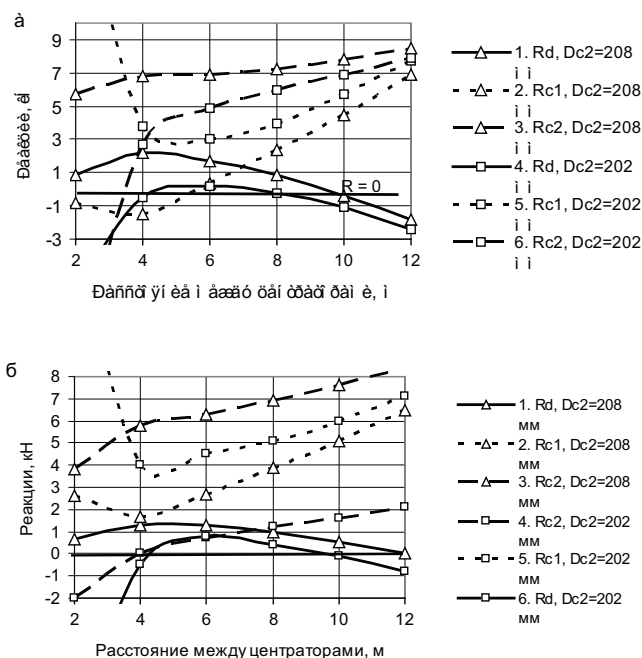


Рис. 5.16. Зависимости реакций на долоте и центраторах от геометрических параметров компоновки: диаметр первого центратора 212 мм; расстояние между ним и долотом 2 м (а) и 4 м (б); зенитный угол 30°

5.2.5. Расчёты прогибов и углов поворота сечений компоновок ДНКА

Анализируя данные табл. 5.8 и учитывая результаты исследования устойчивости компоновок, за характерные их варианты, особенно нуждающиеся в проверке перемещений, приняты следующие:

- 1) $D_{c1} = 212$ мм; $L_1 = 4$ м; $D_{c2} = 204$ мм; $L_2 = 11,6$ м; зенитный угол 20°;

- 2) $Dc_1 = 212 \text{ мм}$; $L_1 = 4 \text{ м}$; $Dc_2 = 204 \text{ мм}$; $L_2 = 11,1 \text{ м}$; $\alpha = 60^\circ$;
- 3) $Dc_1 = 210 \text{ мм}$; $L_1 = 4 \text{ м}$; $Dc_2 = 204 \text{ мм}$; $L_2 = 12,4 \text{ м}$; $\alpha = 20^\circ$;
- 4) $Dc_1 = 210 \text{ мм}$; $L_1 = 4 \text{ м}$; $Dc_2 = 204 \text{ мм}$; $L_2 = 11,5 \text{ м}$; $\alpha = 60^\circ$.

На рис. 5.17, а, б, в, г показаны перемещения сечений КНБК в соответствии с вариантами 1 – 4. При значениях зенитного угла 60° обе пары компоновок 1, 2 и 3, 4 (с одинаковыми центраторами) имеют слишком большой прогиб, а при 20° они соответствуют технологическим требованиям отсутствия контакта 3Д со стенкой скважины.

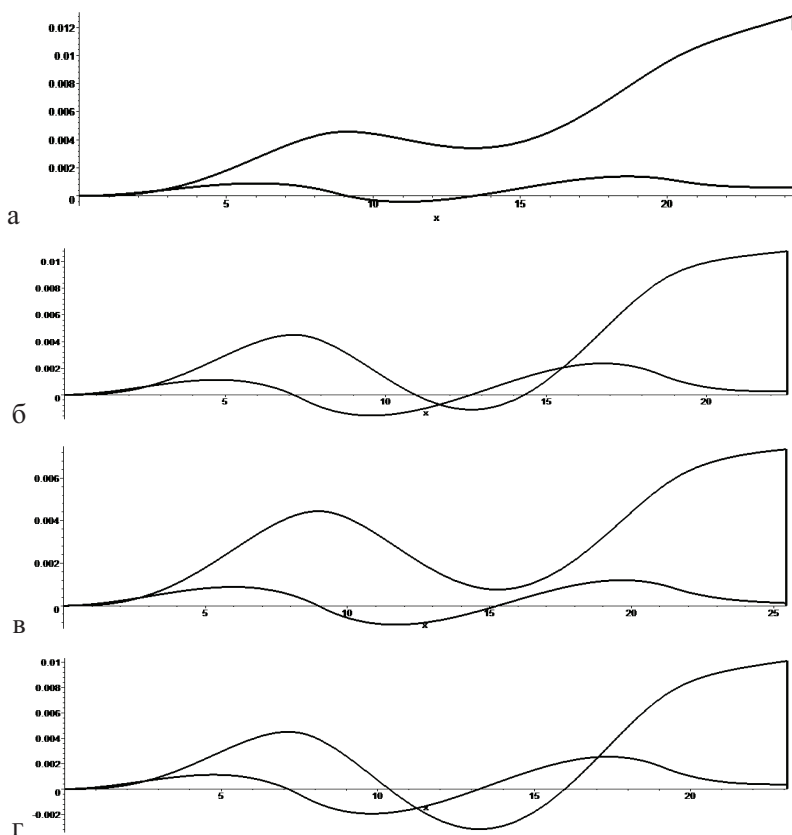


Рис. 5.17. Перемещения сечений компоновок:

а, б – ДНКА с диаметром первого центратора 212 мм при величине зенитного угла, соответственно, 20° и 60° (варианты 1, 2 в тексте); в, г – то же при $Dc_1 = 210 \text{ мм}$ (варианты 3, 4 в тексте); расстояние от долота до первого центратора 4 м

Эти же компоновки были рассчитаны при угле 40° и оказалось, что при $D_{c1} = 212$ мм НК удовлетворяет указанным выше требованиям, а при $D_{c1} = 210$ мм – нет. Значительно более благоприятной становится форма оси компоновки с уменьшением расстояния до первого центратора ($L_1 = 3$ м) даже при зенитном угле $\alpha = 60^\circ$ (рис. 5.18, а, б), но такие компоновки не проверялись ранее на устойчивость. Результаты этой проверки содержатся в табл. 5.9.

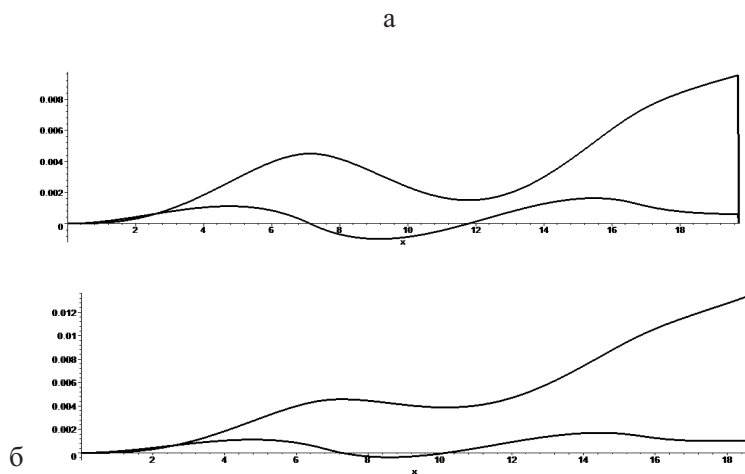


Рис. 5.18. Перемещения сечений компоновок при уменьшении расстояния до первого центратора:

а) – $D_{c1} = 212$ мм; $L_1 = 3$ м; $D_{c2} = 204$ мм; $L_2 = 8,8$ м; зенитный угол 60° ; б) – $D_{c1} = 210$ мм; $L_1 = 3$ м; $D_{c2} = 204$ мм; $L_2 = 9,6$ м; зенитный угол 60° (см. п. 17 в табл. 5.8)

Таблица 5.9

Зависимость реакции на долоте от зенитного угла у компоновки ДНКА с расстоянием до первого центратора 3 м:
расчетный зенитный угол 60° ; вариант 1 – $D_{c1} = 212$ мм; $D_{c2} = 204$ мм; $L_2 = 8,8$ м; вариант 2 – $D_{c1} = 210$ мм; $D_{c2} = 204$ мм; $L_2 = 9,6$ м

α , град	20	40	60	80
Rd, кН; вар. 1	0,18	0,09	0,00	-0,04
Rd, кН; вар. 2	0,42	0,18	0,00	-0,12

Из таблицы видно, что при использовании центратора диаметром 212 мм компоновку можно считать пассивной, а при $D_{c1} = 210$ мм – пассивно-неустойчивой. Последняя на практике может оказаться вполне приемлемой, так как изменение реакции на долоте на 120 – 180 Н на интервале зенитного угла 20° – это незначительная величина. Зависимости $Rd(\alpha)$ несколько отличаются от линейных; показатель $\Pi(\alpha)$ для интервала $40 - 60^\circ$ составляет 0,045 и 0,09 кН/10 град, соответственно, для первого и второго вариантов.

5.2.6. Компоновки ДНКА и ДНКФ с забойным двигателем Д-172

За последние годы всё большее применение находят профили скважин, включающие протяженный по длине участок малоинтенсивного увеличения зенитного угла. Его реализация с помощью неориентируемых одноцентраторных компоновок имеет недостаток, связанный с возможной нестабильностью их работы. Представляет интерес изучение возможностей применения в указанных целях забойного двигателя уменьшенного диаметра Д-172 (долото 215,9 мм) в составе двухцентраторных компоновок.

Выше отмечалось, что по ряду причин стабилизирующая компоновка может работать в нерасчетном режиме. Если причиной этого является отличие фактического зенитного угла от проектного, последствий такого отклонения в случае пассивной компоновки вообще не будет. Но любая по степени устойчивости КНБК может перейти в режим работы с фрезерованием стенки скважины при отличии её истинных геометрических параметров от заложенных в расчетную схему. Этот процесс эквивалентен переходу на какую-либо из соседних линий $Rd(L_2)$ (см. рис. 5.5, 5.6).

В рассматриваемом случае для появления отклоняющей силы $Rd+$ нужно уменьшать диаметр второго центратора и увеличивать расстояние между центраторами. Такой путь нежелателен ввиду увеличения прогиба компоновки и реакций на центраторах (см. рис. 5.5, 5.6). Следовательно, необходимо снять условие равенства нулю угла между осями долота и скважины (U_{gd}) путем уменьшения расстояния между долотом и первым центратором. В этом случае величина U_{gd} будет положительной, и будет иметь место асимметричное разрушение забоя, а кривые $Rd(L_2)$ на рис. 5.5, 5.6 должны сместиться вниз.

На рис. 5.19 приведены результаты расчета реакций на долоте и центраторах для компоновок: $D_{c1} = 214$ мм; $L_1 = 2,5$ м (уменьшение примерно на 1 м); $D_{c2} = 212, 200, 190$ мм; зенитный угол 40° .

Можно видеть подтверждение сказанному: кривые $R_d(L_2)$ сместились вниз, устойчивая отклоняющая сила на долоте появляется при умеренных значениях L_2 . Параметры компоновки соответствуют критерию ДНКА только при $R_d = 0$; их выбор на произвольных точках линий $R_d(L_2, D_2)$ означает переход к компоновкам ДНКФ. С уменьшением расстояния между центраторами до 6 м возрастает неравномерность нагрузки на них ($R_{c2} - R_{c1}$), причем она минимальна при диаметре второго центратора, равном 212 мм (≈ 1 кН) и максимальна при $D_{c2} = 190$ мм (≈ 6 кН). С удалением второго центратора реакции R_{c1}, R_{c2} возрастают до 7 – 9 кН. Эти закономерности одинаковы при любых значениях зенитного угла и геометрических параметрах компоновок, поэтому далее на графиках приводят-ся только реакции на долоте.

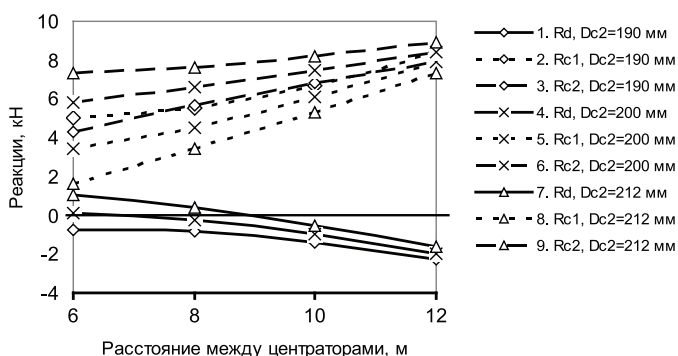


Рис. 5.19. Зависимости реакций на долоте и центраторах у КНБК с двигателем Д-172 для увеличения зенитного угла: диаметр первого центратора 214 мм; расстояние между ним и долотом 2,5 м; зенитный угол 40°

На рис. 5.20 сплошными линиями показано изменение реакции на долоте при дальнейшем уменьшении (с 2,5 до 2 м) расстояния от долота до первого центратора. Отчетливо видна возможность её активного регулирования путем подбора диаметра и места расположения второго цен-

тратора. Чем дальше он расположен от первого центратора и меньше его диаметр, тем интенсивнее будет происходить набор зенитного угла. При умеренном приближении первого, 212-мм центратора, к долоту ($L_1 = 3$ м, пунктирные линии) отклоняющая сила на долоте уменьшается, и работа компоновки менее чувствительна к её геометрическим параметрам.

Устойчивость компоновок с Д-172. Руководствуясь результатами расчетов можно выбрать варианты КНБК для их экспериментальной проверки. Выбор достаточно широк, и необходимо исключить варианты неустойчивых компоновок. Неустойчивой компоновкой в данном случае будем называть такую, при которой с ростом величины зенитного угла интенсивность его увеличения возрастает, и, наоборот, уменьшается при значении α меньше расчетного. Чем больше отрицательный угол наклона касательных к линиям $Rd(\alpha)$, тем активнее будет происходить этот процесс.

При угле наклона $Rd(\alpha)$, близком к нулю, компоновка является пассивной, она сохранит постоянную интенсивность i_α . Если $Rd(\alpha)$ возрастает, величина i_α будет снижаться, и в случае пересечения линией $Rd(\alpha)$ оси α набор угла прекратится. Лучший вариант компоновки для малоинтенсивного увеличения зенитного угла – ДНКА, близкая к пассивной. Если допускается его стабилизация, компоновка может быть активной.

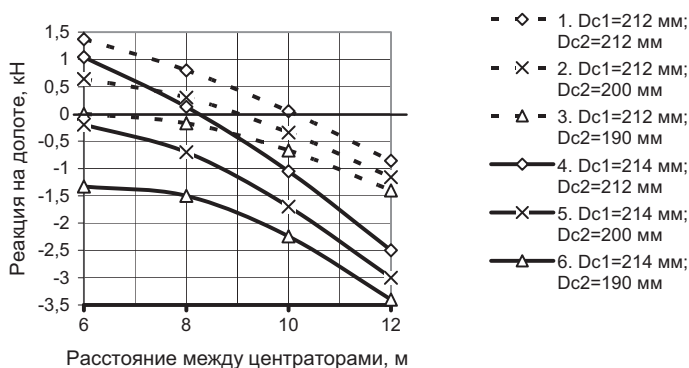


Рис. 5.20. Реакции на долоте у ДНКФ с двигателем Д-172: диаметр первого центратора 214 мм, расстояние между ним и долотом 2 м (сплошные линии); диаметр первого центратора 212 мм, расстояние между ним и долотом 3 м (пунктирные линии); зенитный угол 40°

Процедура подбора геометрических параметров пассивной компоновки показана на рис. 5.21.

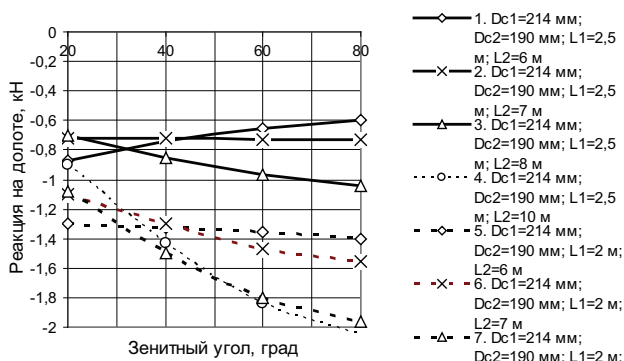


Рис. 5.21. Подбор геометрических параметров устойчивой НК: расстояние до первого центратора 2,5 м (сплошные линии) и 2 м (пунктирные линии); его диаметр 214 мм

Выбраны два базовых варианта: 1) $D_{c1} = 214$ мм; $L_1 = 2,5$ м; $D_{c2} = 190$ мм (сплошные линии); 2) $D_{c1} = 214$ мм; $L_1 = 2$ м; $D_{c2} = 190$ мм (пунктирные линии). При уменьшении расстояния между центраторами с 8 до 6 м (второй вариант), компоновка из неустойчивой превращается в пассивную. С уменьшением L_1 до 2 м (первый вариант) устойчивость компоновки также повышается.

Вызывает практический интерес возможность применения НК с двумя передвижными центраторами (214 и 212 мм). Как установлено ранее (см. рис. 5.20), в этом случае набор угла возможен при значительном расстоянии между центраторами. Такой тип компоновки может иметь преимущество в отношении стабилизации азимута, но, как видно из рисунка 5.22, возникает проблема с обеспечением её устойчивости. Она частично решается путем некоторого уменьшения длин участков L_1 и L_2 . Неустойчивость компоновки в рассматриваемом случае обозначает, что с увеличением зенитного угла возрастает величина i_α . Какова она, и насколько приемлема на практике, можно установить только экспериментально.

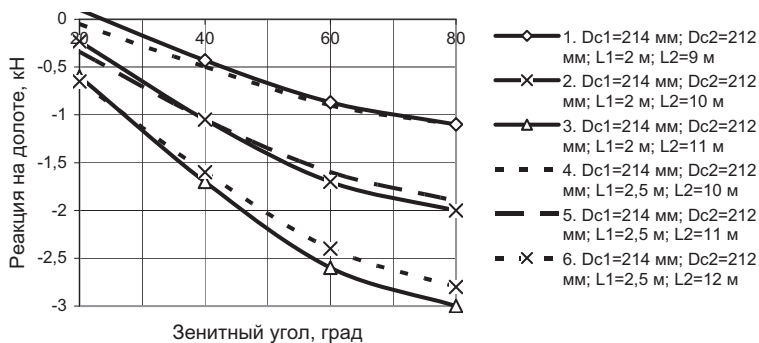
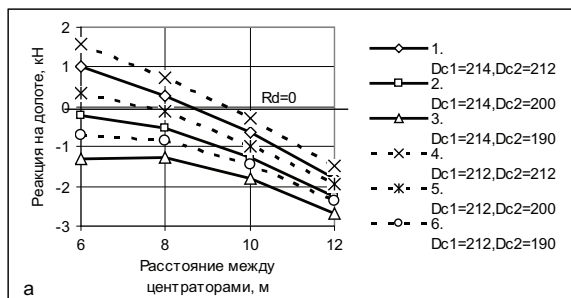


Рис. 5.22. Устойчивость компонок с передвижными центраторами: расстояние до первого центратора 2 и 2,5 м (соответственно, сплошные и пунктирные линии)

На рис. 5.23, а, б, в, г представлены достаточно полные для практического использования результаты расчета компонок ДНКФ. Достаточно уверенно можно сказать, что, активно привлекая механизм фрезерования верхней стенки скважины, нетрудно подобрать компоновку ДНКФ, обеспечивающую требуемую интенсивность увеличения зенитного угла, не меньшую, чем могут дать одноцентрированные компоновки. Такая возможность существует при использовании любых центраторов – передвижных, выпускаемых промышленностью, а также уменьшенного диаметра.



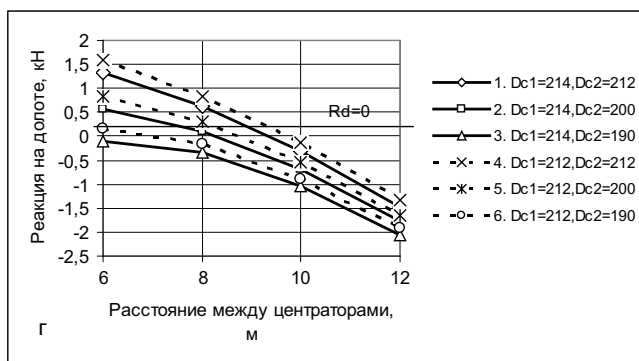
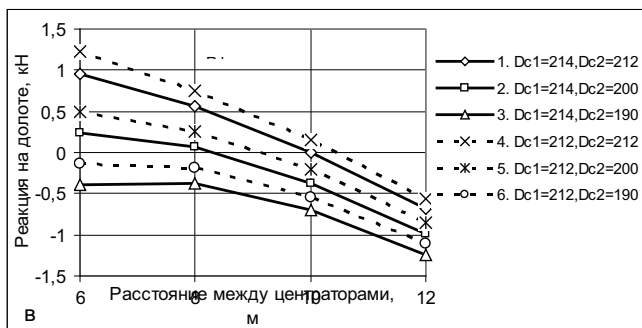
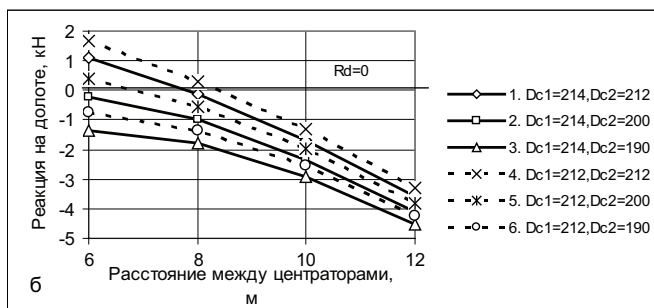


Рис. 5.23. Реакции на долоте у компоновки ДНКА: расстояние до первого центратора 2 м, зенитный угол 30 град (а); далее, соответственно, 2 м, 60 град. (б); 3 м, 30 град. (в); 3 м, 60 град. (г)

В дополнение к графикам для удобства пользования приведена табл. 5.10, в которой даны точные решения по расстоянию между центраторами и углу между осями долота и скважины при $R_d = 0$, т.е. по компоновкам ДНКА.

Таблица 5.10

**Геометрические параметры компоновок ДНКА,
при которых реакция на долоте равна нулю**

Диаметр первого центратора, мм	Диаметр второго центратора, мм	Расстояние между центраторами, м	Угол между осями долота и скважины, рад
Расстояние до первого центратора 2 м; зенитный угол 30 град.			
212	212	9,4	0,00090
214	212	8,6	0,00040
212	200	7,7	0,00093
Расстояние до первого центратора 2 м; зенитный угол 60 град.			
212	212	8,4	0,00090
214	212	7,8	0,00040
212	200	6,9	0,00090
Расстояние до первого центратора 3 м; зенитный угол 30 град.			
212	212	10,5	0,00050
214	212	10,0	0,00016
212	200	9,2	0,00050
214	200	8,2	0,00017
Расстояние до первого центратора 3 м; зенитный угол 60 град.			
212	212	9,7	0,00039
214	212	9,4	0,00005
212	200	8,9	0,00037
214	200	8,3	0,00005
212	190	7,3	0,00040

Напомним, что использование зависимостей $R_d(\alpha, D_{c1}, D_{c2}, L_1, L_2)$ есть не что иное, как отказ от обоих условий полной стабилизации, что ведёт к реализации критерия $U_{gd} > 0$, $R_d < 0$, т.е. переходу к компоновкам ДНКФ.

Для создания компоновки с возможностью только асимметричного разрушения забоя, нужно реализовать условие $R_d = 0$ и воспользоваться соответствующим решением из табл. 5.8. Далее необходимо проверить компоновку на

практике и выявить, насколько эффективен механизм асимметричного разрушения забоя. Наиболее вероятно, что он способен лишь компенсировать влияние факторов, по которым рассчитывается показатель устойчивости (данный вопрос рассмотрен ниже). В этом случае компоновка окажется стабилизирующей, но тогда соответствующая компоновка ДНКС, у которой $U_{gd} = 0$, будет иметь тенденцию к малоинтенсивному уменьшению зенитного угла.

Показатели устойчивости компоновок с Д-172. Как и при изучении стабилизирующих компоновок необходимо установить, насколько сильно работа компоновок ДНКА изменится, если условия в реальной скважине будут отличаться от условий расчетной схемы. Компоновка ДНКА получается из ДНКС путём приближения к долоту первого передвижного центратора и соответствующего изменения расстояния между центраторами. Поэтому наиболее наглядно вычисление показателей устойчивости компоновок, максимально приближенных по конструкции к рассмотренным ранее компоновкам (см. п. 5.1.5).

Сопоставляя данные таблиц 5.5, 5.11, видим, что показатели устойчивости увеличились по абсолютной величине, т.е. ухудшились, но не настолько, чтобы существенно повлиять на работу компоновки. Речь идёт о возможном изменении реакции на долоте на 100 – 200 Н, что является весьма незначительной величиной.

Таблица 5.11

Показатели устойчивости компоновок ДНКА -172 с Д-172

Расстояние между долотом и первым центратором 3 м; зенитный угол 30 градусов				
Диаметр первого центратора, мм	Диаметр второго центратора, мм	Показатели устойчивости, кН/мм		
		$P(D_{скв})$	$P(Dc_1)$	$P(Dc_2)$
214	212	0,060	0,080	-0,030
	200	0,075	0,110	-0,030
212	212	0,055	0,072	-0,033
	200	0,063	0,085	-0,037
Расстояние между долотом и первым центратором 3 м; зенитный угол 60 градусов				
214	212	0,063	0,088	-0,032
	200	0,070	0,100	-0,039
212	212	0,065	0,088	-0,024
	200	0,058	0,075	-0,055

Прогиб компоновки между центраторами. Ввиду наличия положительного угла оси долота и центратора относительно оси скважины возможен значительный прогиб компоновки ДНКА. Вес 1 м винтового забойного двигателя Д-172 составляет примерно 0,75 веса 1 м турбобура диаметром 195 мм (сравниваются альтернативные компоновки), а жёсткость примерно в 2,3 раза ниже. По изложенным причинам необходима проверка прогиба компоновки

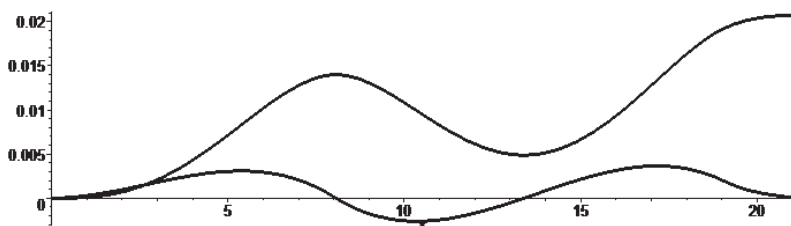


Рис. 5.24. Прогиб и углы поворота оси компоновки ДНКА с Д-172: долото справа, точка контакта ЗД со стенкой скважины слева; второй центратор на отметке 8 м; первый – на 19 м; зенитный угол 60°

Для проверки целесообразно принять неблагоприятный вариант с большой величиной ожидаемого прогиба КНБК, например, следующий: первый центратор диаметром 212 мм расположен на расстоянии 2 м от долота, второй диаметром 200 мм удалён от первого на 11 м; зенитный угол 60° град. Форма оси данной компоновки показана на рис. 5.24. Следовательно, имеется возможность избежать чрезмерного прогиба компоновки ДНКА (ДНКФ) с Д-172 подбором её геометрических параметров.

5.2.7. Геометрические параметры компоновок ДНКА с долотом диаметром 295,3 мм и передвижными центраторами

На тангенциальных участках скважин применяются компоновки с долотом 295,3 мм, турбобуром (240 мм) и передвижными центраторами З-ЦДП, которые выпускаются с размерами 292, 290 и 185 мм. Компоновка ДНКА позволяет на входе в программу задать любое соотношение между величинами D_{c1} , L_1 по первому центратору, а также диаметр второго центратора. На выходе получим расстояние L_2 до него при заданном

значении зенитного угла. Методика и программа расчёта были изложены выше. Полученные таким образом геометрические параметры ДНКА при всех возможных сочетаниях центраторов приведены в табл. 5.12.

При увеличении зенитного угла расстояние между центраторами уменьшается, а при удалении первого центратора от долота оно увеличивается. Как видим, возможны многочисленные варианты исполнения ДНКА, предназначенных для одной цели, и каждый из них достаточно легко реализовать.

Таблица 5.12

**Геометрические параметры ДНКА с долотом диаметром
295,3 мм и передвижными центраторами**

Расстояние до первого центра- тора, м	2	3	4	5	6
Диаметры цен- траторов, мм	Расстояние между центраторами, м				
	Зенитный угол 20 градусов				
290 и 285	14,3	14,2	15,0	16,4	18,2
292 и 285	12,8	13,0	14,1	15,8	17,8
292 и 290	13,7	13,9	14,9	16,4	18,3
зенитный угол 40 градусов					
290 и 285	12,1	12,4	13,6	15,3	17,5
292 и 285	10,9	11,5	13,0	15,0	17,2
292 и 290	11,7	12,2	13,5	15,3	17,4
зенитный угол 60 градусов					
290 и 285	11,2	11,7	13,1	15,0	17,1
292 и 285	10,1	11,0	12,6	14,7	16,9
292 и 290	10,8	11,6	13,0	15,0	17,2

Руководствуясь традиционным подходом к проектированию НК, можно ограничиться выполненным расчётом (поскольку критерий оптимизации реализован) и принять любой из вариантов. Это будет ошибочное решение, так как компоновки далеко не равноценны. Нужно продолжить исследование и выбрать НК с более высоким качеством расчётных характеристик. Прежде всего, необходимо проверить показатели устойчивости; для некоторых из приведённых выше компоновок они представлены в таблице 5.13.

**Показатели устойчивости ДНКА с долотом диаметром
295,3 мм и передвижными центраторами**

Диаметр долота 295,3 мм; диаметр центраторов – 290 и 285 мм					
Расстояние до первого центра- тора, м	Расстояние между центра- торами, м	Показатели устойчивости, кН/мм			
		П(α), кН/ град	П(D _{скв})	П(Dc ₁)	П(Dc ₂)
зенитный угол 20 градусов					
2	14,3	- 0,200	0,630	0,750	- 0,140
4	15,0	- 0,060	0,120	0,170	- 0,070
6	18,2	- 0,024	0,050	0,071	- 0,024
зенитный угол 60 градусов					
2	11,2	- 0,050	0,750	0,930	- 0,250
4	13,1	- 0,018	0,130	0,180	- 0,100
6	17,1	- 0,004	0,060	0,080	- 0,025

При близком расположении первого центратора реакция Rd+ существенно возрастает при увеличении зенитного угла. При его удалении от долота НК становится пассивной. Применение компоновок с близким расположением первого центратора (2 м) недопустимо ввиду больших числовых значений показателей устойчивости П(D_{скв}), П(Dc₁). Изменение условий в скважине приведёт к нестабильной работе компоновки. Чем дальше от долота находится первый центратор, тем устойчивее компоновка к изменению указанных факторов, тем выше её качество.

5.3. Проектирование компоновок ДНКА с долотами PDC с учетом расположения центраторов

Компоновка с диаметрами долота и ЗД равными, соответственно, 215,9 и 195 мм выше рассматривалась, как базовая, на ней изучались основные закономерности работы НК. Обладая соответствующими техническими возможностями, можно подобрать требуемую компоновку, ориентируясь на приведённые рекомендации. В связи с широким применением в последнее время высокопроизводительных алмазных долот PDC, имеющих расширенную гамму по диаметру, и отсутствием пере-

движных центраторов для ЗД диаметром 195 мм целесообразно проектирование компоновок, исходя не из диаметра центраторов, а в зависимости от их расположения.

Из изложенных выше теоретических основ работы ДНКА следует, что есть два технически возможных варианта их исполнения. Первый: нижний центратор располагается, как обычно, в ниппельной части шпинделя; верхний – между нижней и средней секциями турбобура. Второй вариант: нижний центратор находится в верхней части шпинделя, верхний – между средней и верхней секциями. Соответственно этому для анализа приняты следующие расстояния от долота до центратора (L_1) и между центраторами (L_2): вариант 1 – $L_1 = 1,5$ м; $L_2 = 10$ м; вариант 2 – $L_1 = 4$ м; $L_2 = 14$ м.

При отклонениях от этих базовых размеров можно воспользоваться интерполяцией полученных данных. В обоих вариантах исследовались возможности создания компоновок ДНКА (критерий $R_d = 0$) на базе двигателя диаметром 195 мм и долот PDC диаметрами 222,3; 220,7; 215,9 и 214,3 мм. Расчётные значения зенитного угла 20, 40, 60 градусов.

Для производителей более приемлемым является первый вариант компоновки, результаты расчётов по которому приведены в табл. 5.14. В ней приведены диаметры центраторов, расположенных в указанных выше местах и обеспечивающих равенство нулю реакции на долоте.

Таблица 5.14

Геометрические параметры компоновок с нижним ниппельным центратором и верхним, расположенным над нижней секцией турбобура

Долото PDC диаметром 222,3 мм			
Диаметр первого центратора, мм	Диаметр второго центратора, мм		
	Угол 20 градусов	Угол 40 градусов	Угол 60 градусов
218	207,3	217,5	(225,0)
216	200,0	208,7	216,0
214	–	200,4	207,5
212	–	–	200,0
Долото PDC диаметром 220,7 мм			
218	213,0	(223,0)	–

216	204,0	214,5	(222,0)
214	196,3	206,0	213,3
212	–	198,0	205,0
210	–	–	197,0
Долото PDC диаметром 215,9 мм			
214	213,5	(224,0)	(231,0)
212	204,4	214,5	(222,0)
210	–	206,0	213,4
208	–	–	205,0
Долото PDC диаметром 214,3 мм			
212	210,5	(220,7)	–
210	202,0	211,7	(219,0)
208	–	203,0	210,0
206	–	–	202,0

Выпускаемые промышленностью центраторы СТК имеют размеры 214, 212, 210 мм. Для более полной иллюстрации закономерностей изменения параметров компоновок и выявления их эффективных вариантов введены дополнительные размеры первого центратора, которые можно использовать при их самостоятельном изготовлении.

С возрастанием зенитного угла расчётный диаметр второго центратора увеличивается, иногда до размеров, превышающих диаметр долота (цифры в скобках). Для 220,7 – 222,3 - мм долот целесообразно расширение гаммы выпускаемых центраторов. При зенитном угле 20 – 40°, который имеет большинство наклонных скважин, с указанными долотами хорошо сочетаются центраторы диаметром 216 – 218 мм.

Верхние центраторы в некоторых случаях могут быть промышленного изготовления. В основном они небольшого диаметра, поэтому их легко изготовить в виде гладкого кольца высотой приблизительно 0,5 м. Ниппельные СТК диаметром 210 – 214 мм можно применить почти во всех случаях за исключением следующих: долота 220,7; 222,3 мм, угол 20°; долото 214,3 мм, угол 60°.

Для наиболее характерных вариантов компоновок вычислены показатели устойчивости, представленные в табл. 5.15. Особенность представленных данных состоит в том, что показатели $\Pi(D_{\text{скв}})$, $\Pi(Dc_1)$, $\Pi(Dc_2)$,

различаясь между собой, почти не зависят от зенитного угла и диаметров долот и центраторов. Показатель $\Pi(\alpha)$ уменьшается с увеличением α , но тоже мало зависит от величин $D_{\text{скв}}$, D_{c_1} , D_{c_2} .

Таблица 5.15

Показатели устойчивости компоновок с долотами PDC

Зенит- ный угол, град	Диаметр первого центратора, мм	Диаметр второго центратора, мм	Показатели устойчивости, кН/мм			
			Π(α), кН/ град	Π(D _{скв})	Π(Dc ₁)	Π(Dc ₂)
Диаметр долота PDC 222,3 мм						
20	216	200,0	-0,09	0,63	0,76	-0,20
40	216	208,7	-0,07	0,63	0,75	-0,17
60	216	216,0	-0,04	0,62	0,75	-0,18
Диаметр долота PDC 220,7 мм						
20	216	204,0	-0,09	0,62	0,75	-0,18
40	216	214,5	-0,07	0,62	0,74	-0,17
40	214	206,0	-0,09	0,63	0,75	-0,18
60	214	213,3	-0,04	0,62	0,75	-0,17
Диаметр долота PDC 215,9 мм						
20	212	204,4	-0,09	0,62	0,75	-0,17
40	210	206,0	-0,07	0,63	0,75	-0,17
60	210	213,4	-0,04	0,63	0,75	-0,17
Диаметр долота PDC 214,3 мм						
20	210	202	-0,09	0,63	0,75	-0,17
40	208	203	-0,07	0,63	0,76	-0,18
60	208	210	-0,04	0,63	0,75	-0,18

Все показатели имеют весьма высокие числовые значения, что означает возможность значительного расхождения расчётов с экспериментом и нестабильной работы компоновки. В то же время весьма вероятна ситуация, когда технические возможности позволяют изготовить только данный вид компоновки, с использованием ниппельного центратора. Приведённые данные по этим компоновкам пригодны для практического применения. Осталось выяснить, как изменять диаме-

тры центраторов, чтобы внести необходимую коррекцию в работу компоновки, т.е. в случае необходимости перейти к компоновке ДНКФ. Из рис. 5.25 видно, что реакция R_d^+ , способствующая росту зенитного угла, возрастает с увеличением диаметра первого центратора (сплошные линии), причём, более интенсивно, чем она убывает при увеличении диаметра второго центратора. Для увеличения зенитного угла, диаметр первого центратора можно увеличить, или второго – уменьшить; либо одновременно сделать и то и другое.

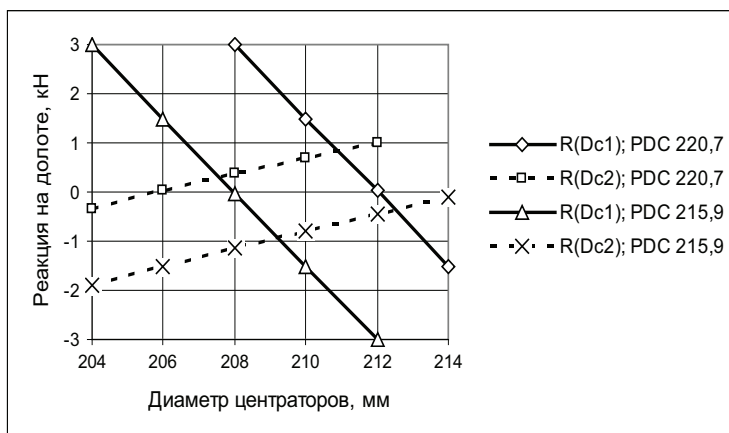


Рис. 5.25. Влияние диаметра центраторов на отклоняющую силу: компоновка двухцентраторная с диаметром ЗД 195 мм и долотами PDC, включающая ниппельный центратор; зенитный угол 40°; сплошные и пунктирные линии, – соответственно, нижний и верхний центраторы

По второму варианту компоновки ДНКА с расположением первого центратора над шпинделем результаты расчётов приведены в табл. 5.16. Значительно расширились возможности реализации критерия $R_d = 0$ при малых значениях зенитного угла (20°), особенно, у долот диаметром 220,7; 222,4 мм. При меньшем диаметре долота размеры первого центратора становятся меньше стандартных. Создание компоновки затруднено, если угол составляет 40°, или вообще невозможно (при 60°). С возрастанием зенитного угла второй центратор значительно больше по диаметру, чем первый.

Таблица 5.16

**Параметры компоновки ДНКА с расположением
первого центратора над шпинделем**

Долото PDC диаметром 222,3 мм			
Диаметр первого центратора, мм	Диаметр второго центратора, мм		
	Угол 20 градусов	Угол 40 градусов	Угол 60 градусов
216	220	—	
214	215	—	—
212	210	—	—
210	205	(224)	—
208	200	219	
206	(196)	214	—
204	—	209	
Долото PDC диаметром 220,7 мм			
214	218	—	—
212	213	—	—
210	208	(227)	—
204	(194)	212	(226)
Долото PDC диаметром 215,9 мм			
208	211	—	—
206	206	—	—
204	202	(220)	—
Долото PDC диаметром 214,3 мм			
208	214	—	—
206	209	—	—
204	204	(223)	(237)

Из представленных компоновок выбраны варианты для оценки показателей устойчивости, которые приведены в табл. 5.17.

Таблица 5.17

**Показатели устойчивости компоновок ДНКА
с расположением первого центратора над шпинделем**

Зенит- ный угол, град	Диаметр первого центратора, мм	Диаметр второго центратора, мм	Показатели устойчивости, кН/мм			
			П(α), кН/ град	П(Д _{скв})	П(Дс ₁)	П(Дс ₂)
Диаметр долота PDC 222,3 мм						
20	214	215	-0,030	0,055	0,076	-0,030
20	212	210	-0,030	0,060	0,080	-0,027
Диаметр долота PDC 220,7 мм						
20	212	213	-0,030	0,055	0,077	-0,030
Диаметр долота PDC 220,7 мм						
20	208	211	-0,030	0,051	0,072	-0,036

У данных компоновок остаётся характерной близость числовых значений внутри групп показателей. Однако, их величины стали несопоставимо лучше по сравнению с рассмотренными выше НК, содержащими ниппельный центратор (см. табл.5.15); они приблизительно такие, как у компоновок ДНКА с ВЗД Д-172.

5.4. Проектирование компоновок ДНКФ с долотами PDC, исходя из расположения центраторов

Определяемое показателями устойчивости высокое качество рассмотренных выше компоновок ДНКА с расположением нижнего центратора в верхней части шпинделя, ограниченное число их вариантов, а также увеличенный диаметр второго центратора делают целесообразным расширение возможностей данных НК путём произвольного назначения диаметра центраторов при заданном их расположении. Это означает отказ от обоих условий критерия $R_d = 0$, $U_{gd} = 0$ и переход к условиям $R_d \neq 0$, $U_{gd} \neq 0$. Физический смысл такого критерия проектирования состоит в привлечении механизма фрезерования (Ф) стенки боковой поверхностью долота. Механизм Ф может быть направлен как на увеличение, так и на уменьшение зенитного угла. Последнее до недавнего времени было неактуальным, но есть сведения о том, что с некоторыми моделями до-

лот PDC затруднено уменьшение зенитного угла. Название компоновки ДНКФ связано с изменением критерия проектирования, направленного на привлечение механизма Φ .

Из табл. 5.16 видно, что на основе критерия проектирования компоновок ДНКА, к примеру, для долота диаметром 215,9 мм при $\alpha = 40^\circ$ нельзя создать никакого варианта компоновки, так как решения отсутствуют. На рис. 5.26 представлены зависимости $R_d(D_{c1}, D_{c2})$ для компоновки ДНКФ ($\alpha = 40^\circ$) со стандартными размерами для нижнего центратора, а для верхнего кроме них добавлены центраторы с уменьшенным диаметром.

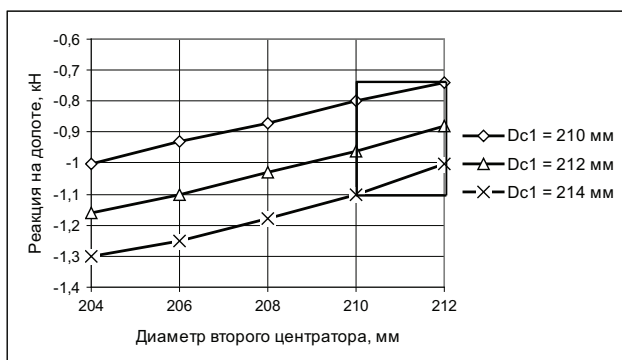


Рис. 5.26. Реакция на долоте компоновки ДНКФ с долотом диаметром 215,9 мм при зенитном угле 40°

Зона, в которой оба центратора имеют диаметры, соответствующие выпускаемым СТК (выделена прямоугольником), охватывает диапазон реакций R_d от -0,7 до -1,1 кН. Часть этой реакции (какая именно будет рассмотрено ниже) пойдёт на компенсацию влияния увеличения диаметра скважины и уменьшения эффективного диаметра первого центратора (т.е. с учётом его износа или вдавливания в стенку скважины). Следовательно, компоновка будет близка к стабилизирующей, хотя рассчитана без применения критерия полной стабилизации зенитного угла.

Выявленная перспективность долот ДНКФ делает целесообразным расчёт реакций на долоте и центраторах при всех размерах долот PDC и зенитном угле $20 - 60^\circ$. Результаты представлены в табл. 5.18. Оба цен-

тратора имеют стандартные диаметры, лишь в одном случае для достижения отрицательного знака реакции на 222,3-мм долоте принят уменьшенный диаметр D_{c_2} .

Таблица 5.18

Реакции на долоте и центраторах у компоновок ДНКФ

Зенит- ный угол, град	Диаметр долота, мм	Диаметр нижнего центрато- ра, мм	Диаметр верхнего центрато- ра, мм	Реакция на долоте, кН	Реакция на пер- вом цен- траторе, кН	Реакция на втором центрато- ре, кН
1	2	3	4	5	6	7
20	222,3	214	214	-0,02	4,70	7,00
			210	-0,15	4,90	6,80
		212	214	0,13	4,50	7,10
			210	0,01	4,70	6,90
			204	-0,18	5,00	6,50
40		214	214	-0,60	9,80	12,40
			210	-0,75	10,00	12,00
		212	212	-0,53	9,70	12,30
			210	-0,60	9,80	12,20
		210	210	-0,44	9,60	12,30
60		214	214	-1,10	13,60	16,00
			210	-1,20	13,80	15,90
20		220,7	214	214	-0,11	4,90
	210			-0,23	5,10	6,80
	212		212	-0,02	4,70	7,00
			210	-0,08	4,80	6,90
40	220,7	214	214	-0,70	9,90	12,30
			210	-0,84	10,20	12,00
		212	212	-0,62	9,80	12,30
			210	-0,70	10,00	12,00
		210	210	-0,53	9,70	12,30
60		214	214	-1,17	13,70	16,20
			210	-1,30	14,00	15,90
		212	212	-1,10	13,60	16,20
			210	-1,15	13,70	16,00
		210	210	-1,00	13,50	16,10

Продолжение таблицы 5.18

1	2	3	4	5	6	7
20	215,9	214	212	-0,44	5,30	6,70
			210	-0,50	5,40	6,60
		212	210	-0,35	5,20	6,70
40	215,9	214	212	-1,00	10,40	12,00
			210	-1,10	10,50	12,00
		212	210	-0,96	10,30	12,00
60	215,9	214	212	-1,50	14,00	16,00
			210	-1,60	14,30	15,70
		212		-1,40	14,10	15,80
20	214,3	212	210	-0,44	5,30	6,70
210		-0,30		5,10	6,80	
60		212		-1,50	14,00	15,70
		210		-1,35	14,00	15,90

Все реакции возрастают с увеличением зенитного угла. Но, ни в одном случае реакция на долоте не превышает - 1,5 кН. На центраторах при $\alpha = 40 - 60^\circ$ реакция доходит до 10 – 16 кН, и их рабочая поверхность должна быть, по возможности, увеличена. По сочетаниям центраторов стандартных размеров (например, 214/212 мм, не включённому в табл. 5.18) вычислены показатели устойчивости, приведённые в табл. 5.19. Знак показателя $\Pi(\alpha)$ свидетельствует о неустойчивости НК, которая в данном случае означает возрастание реакции R_d+ при увеличении зенитного угла, но величина показателя незначительна, поэтому НК близка к пассивной. Остальные показатели соответствуют высокой оценке качества компоновки ДНКФ с удалённым от долота нижним центратором.

Таблица 5.19

Показатели устойчивости компоновок ДНКФ

Зенит- ный угол, град	Диаметр первого цен- тратора, мм	Диаметр вто- рого центра- тора, мм	Показатели устойчивости, кН/мм			
			П(α), кН/ град	П(D _{скв})	П(Dc ₁)	П(Dc ₂)
1	2	3	4	5	6	7
Диаметр долота PDC 222,3 мм						
20	214	212	-0,032	0,018	0,040	-0,040
40			-0,025	0,070	0,080	-0,030
60			-0,016	0,055	0,070	-0,035
Диаметр долота PDC 220,7 мм						
20	214	212	-0,032	0,055	0,075	-0,030
40			-0,025	0,060	0,080	-0,030
60			-0,015	0,055	0,075	-0,035
Диаметр долота PDC 215,9 мм						
20	212	210	-0,031	0,055	0,080	-0,030
40			-0,025	0,060	0,080	-0,030
60			-0,014	0,060	0,080	-0,030
Диаметр долота PDC 214,3 мм						
20	212	210	-0,032	0,055	0,080	-0,030
40			-0,025	0,055	0,080	-0,035
60			-0,015	0,060	0,080	-0,035

Приведённые показатели устойчивости позволяют ориентировочно спрогнозировать, на сколько может измениться расчётная реакция на долоте в условиях реальной скважины. Пример. Дана компоновка с диаметрами: долота – 220,7 мм; первого и второго центраторов – 214 и 212 мм. При зенитном угле 40° расчётная реакция на долоте равна – 0,77 кН (получено интерполяцией данных табл. 5.18). Предполагаемое увеличение диаметра скважины – 5 мм, износ центраторов – по 1,5 мм. Отличие зенитного угла от расчётного значения – до 10 градусов. Реакция на долоте с учетом условий в скважине рассчитывается по формуле:

$$Rd_{\text{скв}} = Rd_{\text{расч}} + \Pi(\alpha)\Delta\alpha + \Pi(D_{\text{скв}})\Delta D_{\text{скв}} + \Pi(Dc_1)\Delta Dc_1 + \Pi(Dc_2)\Delta Dc_2 \quad (5.1)$$

По табл. 5.19 определяем:

$$Rd_{\text{свб}} = -0,77 - 0,025 \cdot 10 + 0,06 \cdot 5 + 0,08 \cdot 1,5 - 0,03 \cdot 1,5 = -0,67 \text{ кН}$$

Реакция изменилась незначительно – на 0,1 кН в сторону уменьшения $Rd+$. Если зенитный угол будет стабилизирован, уменьшение реакции на долоте составит приблизительно 0,4 кН.

Прогиб компоновки между центраторами. Полученные положительные результаты расчётов еще не позволяют сделать заключение, позволяющее рекомендовать компоновку к опробованию на скважине. Ввиду значительного расстояния между центраторами необходима проверка величины прогиба НК между ними. В табл. 5.20 приведены значения зазора между корпусом ЗД и стенкой скважины. У всех компоновок зазор наблюдается только при малых значениях зенитного угла (20 – 25°). Возникает вопрос о степени влияния отрицательного зазора на величину отклоняющей силы. Наибольший прогиб наблюдается в средней части пролёта между центраторами. Взаимодействие ЗД со скважиной будет устранено, если в расчётную схему включить третий центратор, расположенный в указанном месте и имеющий диаметр, равный диаметру турбобура; при этом величину зазора вводить не нужно. Полученное решение покажет, насколько уменьшилась реакция $Rd+$.

Таблица 5.20

Величина зазора между корпусом турбобура и стенкой скважины (знак минус говорит о наличии их взаимодействия)

Диаметр долота, мм	Диаметр нижнего центратора, мм	Диаметр верхне- го центратора, мм	Зенитный угол, град		
			20	30	40
			Зазор, мм		
222,3	214	212	1,5	- 2,0	- 6,0
1	2	3	4	5	6
220,7	214	212	2,0	- 1,5	- 5,0
215,9	214	212	2,5	- 1,0	- 4,0
215,9	212	210	1,0	- 2,3	- 6,0
214,3	212	210	1,4	- 2,2	- 4,0

Пример. Компоновка: долото – 215,9 мм, центраторы – 212/210 мм, зенитный угол 40°. В этом случае теоретически турбобур должен внедриться в стенку скважины на 4 мм (см. табл. 5.20), а реакции на долоте

те и центраторах, соответственно, составляют - 0,7; 10 и 12 кН. По схеме расчёта с тремя центраторами (здесь не приводится), получаем - 0,04; 8,2; 10,4 кН. Промежуточный центратор взял на себя 2,4 кН, за счёт чего разгрузились оба центратора, и вследствие уменьшения стрелы прогиба значительно снизилась реакция R_d (на 0,66 кН). При угле 30° снижение реакции составляет 0,41 кН. Этот пример показывает, что в расчётах можно допустить касание ЗД со стенкой скважины.

5.5. Проектирование ДНКФ с плавающим верхним центратором

Недостатком рассмотренной выше компоновки с расположением нижнего центратора над шпинделем, а верхнего между средней и верхней секциями, является ограничение по зенитному углу (не более $20 - 25$ град.). Возможность увеличения зенитного угла связана с уменьшением расстояния между центраторами с целью снижения прогиба НК, а это, в свою очередь требует уменьшения диаметра второго центратора для поддержания требуемой реакции на долоте, и в результате зазор между ЗД и стенкой скважины сокращается. Задача создания компоновки, способной работать при больших значениях зенитного угла, как видим, весьма противоречива.

Есть сведения о применении изготавливаемых производителями так называемых «плавающих» центраторов, которые крепятся на корпусе турбобура в требуемом месте с помощью сварки. В применяемом на практике варианте центратор – ребристый, изнашиваясь, он требует замены, что делает конструкцию малопримемлемой. Кроме того, из-за большого диаметра нельзя существенно увеличить его длину, так как это приведёт к ухудшению проходимости компоновки и очистки ствола скважины. В рассматриваемом нами случае, как будет показано ниже, конструкция предельно упрощается, и возрастает её надёжность.

В табл. 5.21 представлены результаты поиска всех теоретически возможных вариантов компоновок для работы при зенитном угле 40° . Необходимое значение R_d достигается уменьшением зазора между корпусом ЗД и стенкой скважины (далее – просто «зазор»), поэтому число приемлемых вариантов НК сокращается. Сначала за базовое расположение второго центратора принято расстояние 12 м от первого центратора.

При $Dd = 222,3$ и $220,7$ мм величину Dc_1 нельзя брать меньше 214 мм. Для достижения нулевой или отрицательной величины Rd диаметр Dc_2 снижается до $204...206$ мм; полностью устранить контакт 3Д со стенкой скважины не удаётся. При L_2 менее 12 м будет происходить падение зенитного угла с любым диаметром второго центратора.

При $Dd = 215,9$ мм отчётливо видно противоречие между требуемой величиной Rd и зазором (п.п. 4 – 7). Имеется несколько вариантов компоновок с возможностью их реализации, при этом расстояние между центраторами может составлять $11...12$ м; при L_2 менее 10 м меняется знак Rd . Для долота $214,3$ мм также есть варианты компоновок, приведенные в п.п. 12 – 16. Когда оба значения, реакция на долоте и зазор, близки к нулю, нельзя менять диаметр и расположение второго центратора. Отметим, что диаметр второго центратора нельзя брать менее 204 мм, так как при этом уменьшаются стрела прогиба и влияние второго центратора на стабилизацию азимута.

Приемлемые варианты компоновки ДНКФ с плавающим центратором есть и при зенитном угле 60° (п.п. 17 – 19). У данной компоновки изменились геометрические параметры: уменьшились расстояние между центраторами и диаметр второго центратора. Следствием этого может быть ухудшение показателей устойчивости. Из данных табл. 5.22 следует, что компоновка пассивная ($\Pi(\alpha) \approx 0$), остальные показатели находятся приблизительно на прежнем уровне.

Из анализа расчётных данных по всем компоновкам ДНКФ с нижним центратором, расположенным в верхней части шпинделя можно сделать вывод, что они стабилизирующие, так как наблюдается незначительная реакция $Rd+$. В то же время, при их расчёте была заложена возможность фрезерования стенки скважины, т.е. сняты условия $Rd = 0$, $Ugd = 0$. Решения, полученные по ДНКФ, не могли быть получены ранее, когда рассматривались компоновки ДНКС и ДНКА.

Таким образом, удалось прийти к теоретически идеальным стабилизирующим компоновкам, обойдя оба условия полной стабилизации, за счёт чего появилась возможность свободного варьирования всеми геометрическими параметрами НК.

Таблица 5.21

Результаты расчёта ДНКФ с «плавающим» центратором

№ п.	Диаметр долота, мм	Диаметр нижнего центратора, мм	Диаметр верхнего центратора, мм	Расстояние между центраторами, м	Реакция на долоте, кН	Зазор, мм
Зенитный угол 40 град.						
1	222,3	214	206	12	0,00	- 0,6
2		214	204		- 0,07	- 0,8
3	220,7	214	206	12	- 0,09	- 0,4
4	215,9		206		- 0,39	0,4
5			208		- 0,30	1,2
6	215,9	214	210	12	- 0,22	1,6
7			212		- 0,14	2,4
8		212	206		- 0,21	- 0,4
9			208		- 0,12	0,4
10		214	204	11	- 0,12	2,0
11			206		- 0,13	2,8
12		212	204		- 0,03	1,6
13			206		0,07	2,0
14	206		- 0,31		0,0	
15	208		- 0,22		0,6	
16	210		- 0,14		1,2	
Зенитный угол 60 град.						
17	215,9	214	204	11	- 0,15	0,0
18			206		- 0,05	0,8
19	214,3	212	204		- 0,06	- 0,5

Таблица 5.22

**Показатели устойчивости ДНКФ с плавающим верхним
центратором при зенитном угле 60 град**

Диаметр долота, мм	Диаметр первого центрато- ра, мм	Диаметр второго центрато- ра, мм	Показатели устойчивости, кН/мм			
			П(α), кН/ град	П(Д _{СКВ})	П(D _{c1})	П(D _{c2})
Зенитный угол 40 град., расстояние между центраторами 12 м						
215,9	214	206	- 0,008	0,065	0,045	- 0,045
	212	208	- 0,009	0,060	0,030	- 0,045
214,3	212	208	- 0,009	0,060	0,090	- 0,045
Зенитный угол 60 град., расстояние между центраторами 11 м						
215,9	214	206	- 0,001	0,065	0,100	- 0,050

В то же время, даже при снятии условий ($R_d = 0$, $U_{gd} = 0$) и наличии плавающего центратора имеется немного вариантов НК, удовлетворяющих требуемому уровню их расчётных характеристик.

6. ПРОМЫСЛОВЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ РАБОТЫ НЕОРИЕНТИРУЕМЫХ КОМПОНОВОК НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

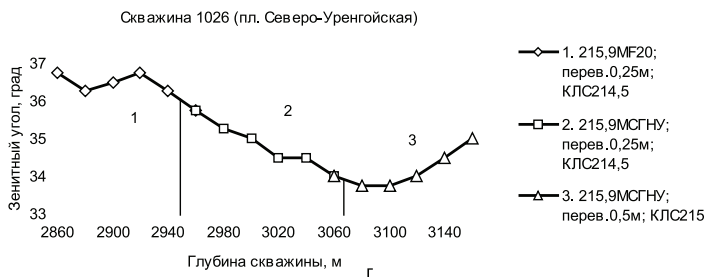
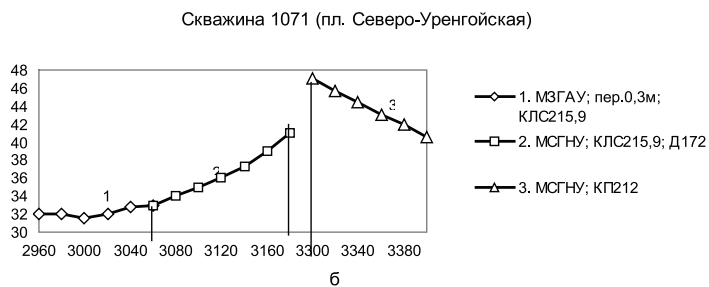
6.1. Работа компоновок для набора зенитного угла на скважинах Уренгойской группы месторождений

Из промысловых данных по скважинам, пробуренным на месторождениях Уренгойской группы, были выбраны рейсы, в которых применялся только наддолотный калибратор [159]. Выполненные теоретические исследования подтвердились: компоновка с близким расположением калибратора, выполняющего функцию ОЦЭ, может давать стабилизацию, падение и рост зенитного угла; прогнозировать результаты её применения практически невозможно.

На скв. 5408 при зенитном угле значительно ниже проектного в интервале 2480 – 2560 м была применена компоновка с калибратором КЛС215,9. Вместо ожидаемого роста было получено снижение зенитного угла с 25 до 22 град. На скважине 5255 требовалось увеличение угла, но было получено резкое его падение в интервале 2000 – 2175 м с 39 до 34,25°. На скв. 1033 Таб-Яхинской площади за один рейс поведение зенитного угла менялось несколько раз.

Наиболее наглядное представление о работе компоновки в скважине даёт графическое изображение изменения зенитного угла в процессе углубления конкретной скважины. Для всех рейсов были построены зависимости α от её глубины, из которых на рис. 6.1, а – е приведено несколько примеров.

На скважине 5257 (рис. 6.1, а, рейсы 1, 2) с калибратором КП-211 и долотом 215,9- МЗГВ получено снижение угла с интенсивностью 0,25 – 0,35 °/ 10 м. Долотом МС-ГНУ, имеющим более высокую фрезерующую способность, с калибратором КП 212 на скв. 1071 реализована интенсивность – 0,7 °/ 10 м (рисунок 6.1, б, рейс 3). И при увеличении диаметра калибратора до 213,5 мм на скв. 5255 наблюдалось снижение угла с интенсивностью $i_{\alpha} = - 0,3 \text{ °/ } 10 \text{ м}$ (рисунок 6.1, в).



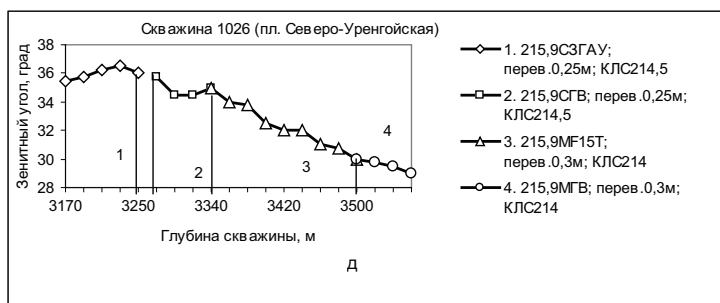


Рис. 6.1. Изменение зенитного угла по глубине скважины при бурении компоновками с калибратором

Во всех рейсах с диаметрами калибраторов (D_k) менее 213,5 мм наблюдалось падение зенитного угла (рис. 6.2).

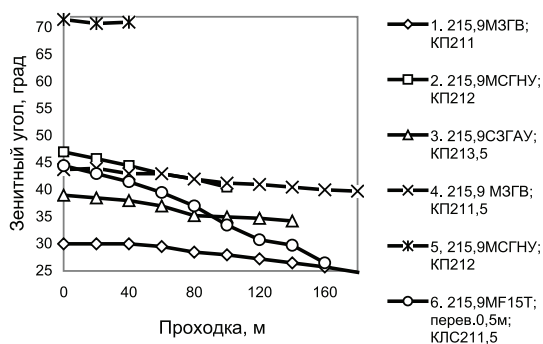


Рис. 6.2. Результаты применения компоновок с калибратором диаметром менее 213,5 мм

Сделано 9 рейсов с установкой калибраторов, по диаметру близких к полноразмерным, в расчете на рост зенитного угла для коррекции параметров ствола скважины. Результаты весьма нестабильны: от некоторого подобия стабилизации до уменьшения угла с интенсивностью 0,2 – 0,3 °/10 м (например, скв. 1026 на рис.6.1, г, рейсы 1,2 и д, рейсы 1, 2). В двух рейсах при использовании долот MF20T произошло неожиданное резкое падение угла с высокой интенсивностью (например, рис. 6.1, д, рейс 3).

Таким образом, увеличение диаметра калибратора при установке его непосредственно над долотом не дало ожидаемого увеличения зенитного угла (рис. 6.3).

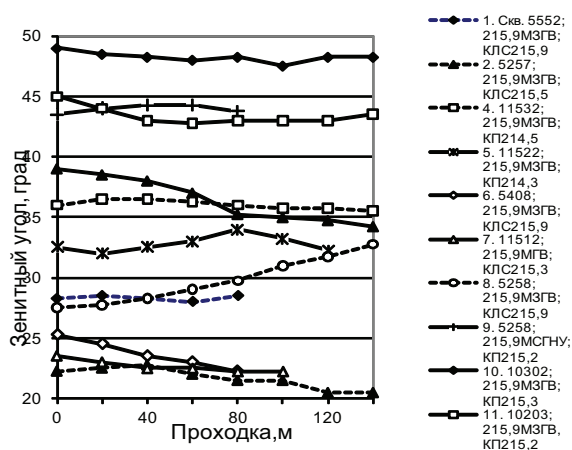


Рис. 6.3. Результаты применения НКК с калибратором диаметром более 214 мм

Ранее был установлен неудовлетворительный уровень показателей устойчивости компоновок с калибратором (см. п. 3.8). Следовательно, постоянно меняющиеся условия взаимодействия долота и калибратора со стенками скважины приведут к нестабильной работе компоновки, что и наблюдается на практике. Удаление калибратора от долота способствует улучшению показателей устойчивости.

На ряде скважин с целью улучшения результатов по увеличению зенитного угла между долотом и калибратором устанавливали переводники длиной 0,25...0,3 м (рис. 6.4).

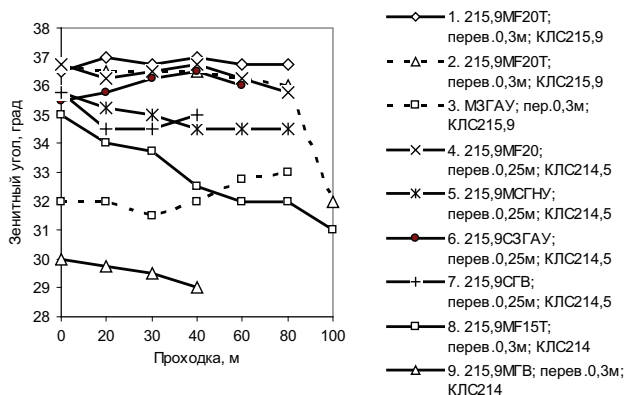


Рис. 6.4. Результаты применения компоновок с переводниками длиной 0,25 – 0,3 м

В работе [24] приведены данные о наборе угла с помощью компоновок с калибратором и наддолотным переводником длиной 0,3 м (табл. 6.1). Там же отмечается, что набор угла прекращается при диаметре калибратора 210 мм.

Таблица 6.1

Компоновки для безориентированного набора зенитного угла [24]

Тип долота	Тип калибратора	Интенсивность набора зенитного угла, °/ 10 м
Ш-215,9 ТКЗЦВ	10КСИ-215,9 СТК	0,5 – 0,6
	10КСИ-214 СТК	0,4 – 0,5
	10КСИ-213 СТК	0,3 – 0,4
	10КСИ-212 СТК	0,1 – 0,3

Эти результаты, обобщающие опыт бурения в других районах страны, не подтвердились, как это видно из изложенного, на месторождениях Уренгойской группы. Объяснение этому можно дать с помощью понятия о возможном перемещении долота. В твердых породах достаточное взаимодействие долота со стенкой скважины обеспечивается при гораздо меньшем запасе упругой деформации низа компоновки, так как диаметр скважины близок к диаметру долота. Если диаметр скважины увеличивается, как это име-

ет место на анализируемых скважинах, упругая отклоняющая сила исчезает, величина возможного перемещения долота становится недостаточной, и возрастание зенитного угла почти не наблюдается.

Были отработаны КНБК с переводниками длиной до 0,5 – 0,51 м (рис. 6.5). Во всех рейсах получен стабильный рост зенитного угла.

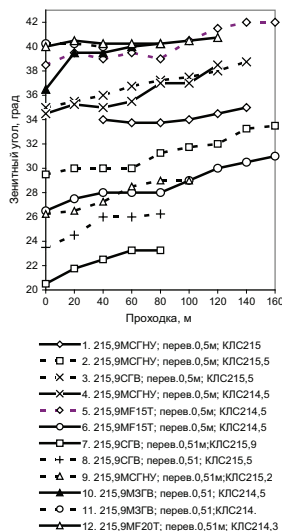


Рис. 6.5 – Результаты применения компоновок с переводниками длиной 0,5 м

Наглядно видно, как, например, на скважинах 5257, 1025, 1026 (см. рис. 6.1, а, рейс 3; е, рейс 3; г, рейс 3) удалось выправить траекторию скважины с интенсивностью набора угла примерно 0,3 °/ 10 м. Достаточная длина нижнего плеча компоновки обеспечивает надежное взаимодействие долота с верхней стенкой скважины (требуемую величину возможного поперечного перемещения долота). Заметно снижается влияние износа калибратора. Для менее интенсивного роста зенитного угла, можно перейти на долота с меньшей фрезерующей способностью.

По представленным данным можно сделать такое заключение. Из 20 анализируемых скважин КНБК с калибраторами диаметром более 214,3 мм применялись в 10 рейсах. Только в одном получено увеличе-

ние зенитного угла с интенсивностью $0,36^\circ/10\text{м}$, в шести – неустойчивая стабилизация, в трёх – падение угла с интенсивностью, доходящей до $0,3^\circ/10\text{м}$ на скв. 5408. Во всех рейсах с калибраторами диаметром менее 213,5 мм (см. рис. 6.2) наблюдалось падение α с темпом, зависящим главным образом от фрезерующей способности долота (например, $0,66^\circ/10\text{м}$ на скв. 1071; долото типа МС, калибратор КП212).

В 12 рейсах были применены переводники длиной 0,5 м (см. рис. 6.5). В десяти из них наблюдался рост зенитного угла до $0,3^\circ/10\text{м}$, в двух – стабилизация. Расчеты по этому варианту, представленные кривыми 3, 4 (см. рис. 3.12), показывают значительное расширение зоны работы компоновки в режиме повышения зенитного угла и уменьшение её чувствительности к изменению диаметра калибратора, что объясняется увеличением длины нижнего плеча КНБК и, как следствие, – величины возможного поперечного перемещения долота.

Применение ненадежных компоновок на ряде скважин потребовало более интенсивного роста зенитного угла, чем могли дать КНБК с переводниками 0,5 м. В восьми рейсах были применены забойные двигатели уменьшенного диаметра (Д-172) [160]. Они позволили надежно повышать угол с интенсивностью $0,6^\circ/10\text{м}$. Расчетные кривые 5, 6 (см. рис. 3.12) показывают, что даже изношенные калибраторы способны обеспечить рост зенитного угла (если не возникнет проблем проходимости в скважине последующих КНБК с центраторами).

В практическом отношении важна оценка роли теоретических зависимостей, подобных приведенным на рис. 3.4, 3.5. Получение фактических значений R_d , R_k путём их измерения на скважине нереально, поэтому был бы полезен базовый вариант, по которому имеются достоверные сведения о величине R_d и соответствующей ей интенсивности искривления скважины. За один из таких вариантов можно принять работу КНБК на участке свободного падения зенитного угла. На месторождениях Уренгойской группы интенсивность уменьшения α составляет примерно $0,3 - 0,5^\circ/10\text{м}$ и определяется главным образом фрезерующей способностью долота (абсолютное значение α в интервале $20 - 40^\circ$ является менее существенным фактором). По расчетам реакция на долоте в этом случае составляет $2 - 3 \text{ кН}$ ($\alpha = 30^\circ$; нагрузка на долото $150 - 200 \text{ кН}$).

Если на практике при использовании любой КНБК получена интенсивность, такая же, как при бурении с калибратором диаметром менее

213,5 мм, или без него, долотами одного типа (такие данные обычно есть по месторождениям), это означает, что компоновкой реализована отклоняющая сила 2 – 3 кН, и расчетные кривые могут быть уточнены, т.е. привязаны к промысловым данным [161].

Выполненный анализ инклинометрических данных, подтвердивший результаты теоретических исследований, позволил предложить представленные в табл. 6.2 рекомендации по применению компоновок с калибраторами. Для долот с высокой фрезерующей способностью (MF-20T, MC, C и др.) введено обозначение «ВФС»; с низкой (МЗ, СЗ, и др.) – НФС.

Таблица 6.2

Рекомендации по применению компоновок с калибратором

№	Описание компоновки	Результат применения	Рекомендации по применению	Примечание
1	Долото НФС; ДК > 214 мм	Неопределённый	Не применять	
2	долото ВФС; ДК > 214 мм	непредсказуемый	применение недопустимо	Есть вероятность получения резко отрицательного результата
3	долото НФС; ДК < 213,5 мм	малоинтенсивное падение угла (~ 0,3 град / 10 м)	применять для уменьшения зенитного угла	
4	долото ВФС; ДК < 213,5 мм	интенсивное падение α 0,6 град/ 10 м и более	применять для интенсивного уменьшения угла	
5	долото НФС; переводник 0,3 м; ДК > 214 мм	неопределённый	не применять	
6	долото ВФС; переводник 0,3 м; ДК > 214 мм	непредсказуемый	применение недопустимо	

№	Описание компоновки	Результат применения	Рекомендации по применению	Примечание
7	долота НФС, ВФС; перев. 0,3 м; ДК < 213,5 мм	непредсказуемый	не применять	
8	долота НФС, ВФС; перев. 0,5 м; ДК > 214 мм	рост угла с интенсивностью до 0,3 °/ 10 м	применять для малоинтенсивного роста угла, который нельзя получить с СТК	при наличии радиального люфта вала 3Д или передержке долота на забое возможны стабилизация или некоторое падение угла
9	долота ВФС, ДК > 214 мм, Д – 172 (долота НФС и калибраторы ДК < 214 мм не применялись)	рост угла с интенсивностью до (0,6 ÷ 1)°/ 10 м	применять для набора зенитного угла	целесообразно опробовать КНБК с калибраторами уменьшенного диаметра и долотами разных типов с целью изучения возможностей изменения интенсивности набора угла

Как следует из таблицы, компоновки без переводников и с переводниками длиной до 0,3 м следует считать ненадежными (не считая КНБК по п.п. 3, 4). Особенно опасно их применение в сочетании с долотами, обладающими высокой фрезерующей способностью. И, наоборот, можно расширить гамму долот и калибраторов при использовании переводников длиной 0,5 м с целью регулирования темпа увеличения зенитного угла.

6.2. Анализ промысловых данных о работе стабилизирующих компоновок

Ранее было показано, что калибратор диаметром, близким к диаметру долота, способен активно выполнять функции опорно - центрирующего элемента (см. п. 4.1), а при существующих геометрических параметрах типовой КНБК может выключать из работы центратор [1, 2 и др.].

Следовательно, наличие или отсутствие центратора не должно сказываться на работе компоновки. Ввиду большого объема применения указанных КНБК этот вывод требует статистического обоснования.

Для анализа сформированы выборки (группы инклинометрических данных), объемы которых представлены в табл. 6.3 [162, 163]. Анализируемой величиной является интенсивность изменения зенитного угла, вычисленная по его значениям в начале и конце рейса. Применяемый тип долота – МЗГВ (215,9 мм), диаметр калибратора не менее 214 мм, зенитный угол $35 \div 45^\circ$ (на некоторых скважинах Уренгойского ГКМ - $25 \div 30^\circ$).

Таблица 6.3

Объём выборок по месторождениям Уренгойской группы

Месторождение, площадь	Наличие в КНБК центратора	Число данных в выборке
Уренгойское	есть	33
Уренгойское	нет	12
Песцовое	есть	41
Песцовое	нет	21
Заполярное	есть	13
Заполярное	нет	36
Таб-Яхинская, Ен-Яхинская пл.	есть	12

Из таблицы видно, что ни одна из выборок не имеет достаточного объема для установления закона распределения случайной величины. Неправомерность применения критерия Стьюдента для статистических оценок в подобных случаях зачастую игнорируется, что может приводить к ошибочным выводам. Поэтому здесь должен быть применен непараметрический критерий. За удобство работы в Excel нами выбран критерий Вилкоксона [164].

При сравнении выборок между собой ставится нулевая гипотеза, состоящая в том, что функции распределения двух выборок равны между собой, т.е. выборки извлечены из одной генеральной совокупности и являются однородными. В случае принятия нулевой гипотезы должно выполняться условие [164, 165]

$$W_{\text{ниж. кр.}} < W_{\text{набл.}} < W_{\text{верх. кр.}} \quad (6.1)$$

где W – критические и наблюдаемые значения критерия Вилкоксона.

Методика вычисления критерия W по выборкам любого объема приведена в [164], а результаты расчетов представлены в табл. 6.4. Значения критерия $W_{\text{набл.}}$ выделены жирным шрифтом и набраны курсивом.

Из данных таблицы следует, что на всех месторождениях результаты применения компоновок с СТК и бесцентраторных (и те и другие с калибратором) статистически значимых различий не имеют. Этим подтверждается вывод о том, что при геометрических параметрах типовых КНБК центратор функцию ОЦЭ не выполняет и на процесс формирования профиля скважины не влияет [166].

Таблица 6.4

Сравнение выборок с помощью критерия Вилкоксона

Сравниваемые пары выборок (месторождение, КНБК)	Значения критериев $W_{\text{ниж.}}$, $W_{\text{набл.}}$, $W_{\text{верх.}}$	Заключение об однородности выборок
УГКМ, СТК – УГКМ, без СТК	$199 < 286 < 353$	однородны
Песцовое, СТК – Песцовое, без СТК	$529 < 734 < 794$	однородны
ЗГКМ, СТК – ЗГКМ, без СТК	$238 < 286 < 412$	однородны
УГКМ, СТК – Песцовое, СТК	$1057 < 1185 < 1418$	однородны
УГКМ, СТК – Песцовое, без СТК	$467 < 639 < 688$	однородны
УГКМ, СТК – ЗГКМ, СТК	$125 < 189 < 318$	неоднородны
УГКМ, СТК – ЗГКМ, без СТК	$992 < 1318 < 1404$	неоднородны
Песцовое, СТК – ЗГКМ, без СТК	$968 < 1210 < 1598$	неоднородны
Песцовое, СТК – ЗГКМ, СТК	$156 < 260 < 455$	неоднородны
Таб, Ен – Ях, СТК – ЗГКМ, СТК	$119 < 159 < 193$	однородны
Таб, Ен – Ях, СТК – ЗГКМ, без СТК	$167 < 215 < 299$	однородны

Статистический анализ позволяет сделать еще один важный вывод о возможности объединения месторождений в группы (см. табл. 6.4). Так, например, исследованные месторождения можно разделить на две груп-

пы. В первую входят Уренгойское и Песцовое месторождения, во вторую – Заполярное (ЗГКМ) и Таб - Яхинская, Ен - Яхинская площади. Внутри каждой группы любые выборки при любых сочетаниях КНБК однородны, а все межгрупповые пары выборок являются неоднородными.

Однородность групп данных дает право на их объединение в одну представительную выборку. Следовательно, можно объединить данные по бурению компоновками с СТК и бесцентраторными на Уренгойском и Песцовом месторождениях. Табл. 6.5 с полученными в результате такого объединения данными содержит 98 элементов выборки, расположенных в возрастающем порядке; составляющие выборку группы выделены для иллюстрации их однородности следующим образом. Жирным шрифтом выделены рейсы с СТК, обычным – без СТК, в частности: Уренгойское ГКМ, с СТК – жирный шрифт; без СТК – обычный; Песцовое, с СТК – жирный курсив; без СТК – курсив (элементы 97, 98 не показаны, в [163] выделение выполнено цветом).

Главной целью объединения выборок является установление закона распределения исследуемой величины, что невозможно при малых объемах выборки. Подчинение результатов наблюдений нормальному закону означает, что данная величина является следствием воздействия многочисленных факторов при отсутствии доминирующего влияния какого-либо из них. Этот факт уже сам по себе является ценной информацией о работе КНБК, например, свидетельствуя об отсутствии влияния на показатели износа её элементов.

Для количественных оценок стабильности работы компоновок становится возможным использование критерия Стьюдента, по которому можно определить доверительные интервалы величины $i_\alpha (i_\phi)$. Чем стабильнее работает компоновка, тем меньше будет ширина доверительного интервала. Имея такие данные, можно надежнее прогнозировать траекторию скважины, появляется возможность адекватной оценки качества КНБК и дифференцированного подхода к их применению на разных месторождениях и т.д.

Для выявления соответствия нормальному закону наиболее надежным является применение критерия χ^2 («хи квадрат») Пирсона, расчеты которого выполнялись средствами Excel [167]. Получены следующие результаты: среднее значение наблюдений составило $x_{cp} = -0,776$ град/100 м; стандартное отклонение $\sigma = 1,06$ град/100 м. Значение наблюдаемого критерия $\chi^2 = 17,7$. Приняв правостороннюю критическую область, жестко отвергающую нулевую

гипотезу о нормальном законе распределения, находим $\chi^2_{кр} = 14,1$ при числе степеней свободы $s = k - 3 = 7$ ($k = 10$ – число интервалов) [167]. В итоге получаем: $\chi^2 = 17,7 > \chi^2_{кр} = 14,1$ и, следовательно, нулевая гипотеза отвергается.

Таблица 6.5

Объединение однородных групп данных в представительную выборку (i_a , град/100 м)

- 2,70	- 1,89	- 1,52	- 1,10	- 0,74	- 0,46	- 0,02	0,38
- 2,57	- 1,87	- 1,50	- 1,09	- 0,73	- 0,40	- 0,02	0,48
- 2,50	- 1,84	- 1,40	- 1,04	- 0,71	- 0,38	0,00	0,50
- 2,50	- 1,83	- 1,40	- 1,00	- 0,71	- 0,29	0,00	0,55
- 2,50	- 1,81	- 1,32	- 1,00	- 0,70	- 0,25	0,00	0,60
- 2,50	- 1,80	- 1,30	- 0,98	- 0,70	- 0,25	0,00	0,90
- 2,40	- 1,75	- 1,30	- 0,90	- 0,70	- 0,20	0,00	0,90
- 2,40	- 1,70	- 1,20	- 0,90	- 0,70	- 0,19	0,03	1,00
- 2,34	- 1,66	- 1,20	- 0,90	- 0,68	- 0,16	0,10	1,10
- 2,33	- 1,60	- 1,19	- 0,90	- 0,62	- 0,07	0,10	1,50
- 2,10	- 1,53	- 1,19	- 0,81	- 0,52	- 0,03	0,10	1,67
- 1,94	- 1,52	- 1,10	- 0,80	- 0,50	- 0,03	0,28	1,78

Существенный вклад в расхождение наблюдаемых частот с теоретическими внёс последний интервал, состоящий из 4 наблюдений. Выпадение крайних значений из каких-либо закономерностей – вполне типичное явление. В рассматриваемом случае причиной может быть катастрофический износ вооружения долота, опор долота и забойного двигателя, грубые нарушения технологии и т.д. Исключив из рассмотрения десятый интервал данных и выполнив перерасчет, получаем $\chi^2 = 6,06$. Критическое значение $\chi^2_{кр}$ при числе степеней свободы $s = 6$ составляет 12,6 (стало на один интервал меньше). Имеем: $\chi^2 = 6,06 < \chi^2_{кр} = 12,6$, и нулевая гипотеза с уверенностью принимается.

Этот пример показывает, насколько жестко критерий χ^2 отвергает гипотезу о нормальном законе распределения: 4 ошибки из 98 наблюдений способны повлиять на заключение о приемлемости нулевой гипотезы.

Зависимости (рис. 6.6), а также данные табл. 6.6, рассчитанные по выборке $n = 94$, свидетельствуют о приемлемом приближении опытных данных к теоретическому нормальному закону распределения.

Таблица 6.6

Статистические характеристики распределения

Среднее	-0,838	Экссесс	-0,519
Стандартное отклонение	0,954	Асимметричность	0,033
Дисперсия выборки	0,911	Уровень надежности (95,0%)	0,195

Выполненное исследование позволяет сделать вывод о целесообразности введения в промышленную практику обработки данных о работе КНБК с применением методов математической статистики.

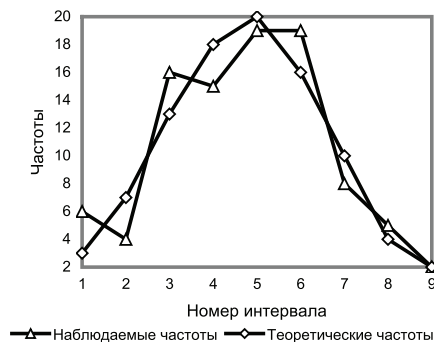


Рис. 6.6. Частоты распределения интенсивности изменения зенитного угла

6.3. Работа стабилизирующей компоновки с ниппельным СТК и калибратором уменьшенного диаметра

Ранее теоретическим путём было показано, что компоновка с СТК может быть использована для малоинтенсивного увеличения зенитного угла при условии, если диаметр калибратора не превышает критического значения. Компоновка, использующая этот принцип, испытывалась в ОАО «Сургут-нефтегаз» (Управление буровых работ № 2) и Буровой компании «Евразия».

Компоновка включает долото диаметром 215,9 мм, калибратор КП и центратор СТК на шпинделе турбобура диаметрами, соответственно, 213 – 213,5 и 212 – 213 мм. При таком соотношении размеров элементов КНБК, находящемся в строгом соответствии с данными табл. 4.1, центратор гарантированно выполняет функцию опорно-центрирующего эле-

мента, а калибратор таковым не является и только калибрует стенки скважины (см. п. 4.1). Интервал применения компоновки – в основном 700 – 1400 м (бурение из под кондуктора под эксплуатационную колонну). Имеются результаты по 15 скважинам, а по четырём из них есть инклинограммы, содержащие результаты замеров зенитного угла и азимута через каждые 10 м (рис. 6.7). Даже этих нескольких примеров достаточно, чтобы заметить улучшение траектории скважины при уменьшении диаметра калибратора (см. рис. 6.7) и тенденцию к малоинтенсивному увеличению зенитного угла. При угле 7,5 градусов получена идеальная стабилизация.

Значения интенсивности изменения зенитного угла, полученные путём деления разности ($\alpha_{\text{кон}} - \alpha_{\text{нач}}$) на длину интервала (рейса), составили: 0,7; 0,4; 0,1; 0,1; - 0,1; 0,4; 0,7; 0,5; 0,4; 0; 0,3; 1,1; - 0,3; 0,8; 0,4 град/100 м. Как видим, только в двух случаях произошло незначительное падение зенитного угла. Среднее значение i_{α} составило 0,37 град/100 м.

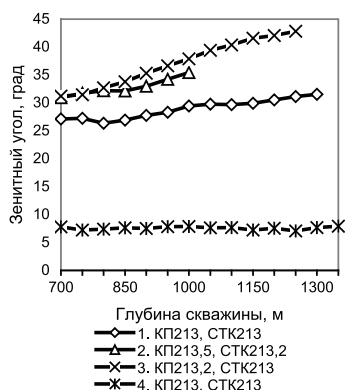


Рис. 6.7. Изменение зенитного угла при бурении компоновкой с калибратором уменьшенного диаметра:

компоновка – долото диаметром 215,9 мм, турбобур ЗТСШ-195; размеры калибратора и центризатора указаны на рисунке

Имеются данные по 19 скважинам, на которых применялись калибраторы диаметром 215 – 215,5 мм. Этот размер превышает критическое значение (см. табл. 4.1), поэтому следует ожидать его отрицательное воздействие на работу центризатора СТР. На рис. 6.8 показаны результаты 19 рейсов КНБК с калибратором 215 – 215,5 мм и 15 рейсов с калибратором уменьшенного ди-

аметра. В рейсах 6, 7 на рис. 6.8, а и 3 на рис. 6.8, б произошла полная стабилизация зенитного угла, поэтому изображение величины i_a отсутствует.

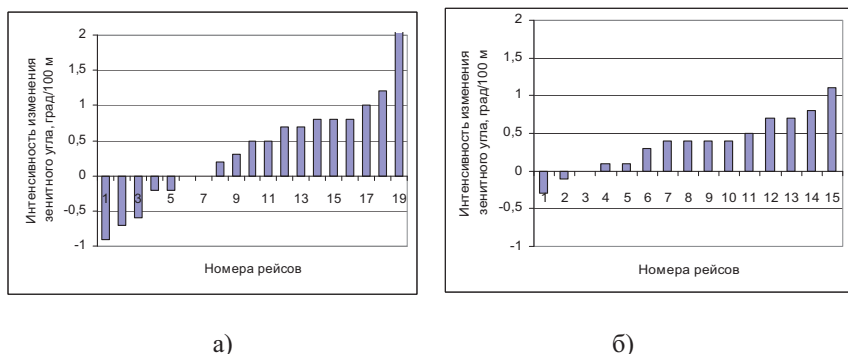


Рис. 6.8. Влияние диаметра калибратора на интенсивность изменения зенитного угла: долото диаметром 215,9 мм; турбобур ЗТСШ-195; центратор СТК диаметром 213 – 213,5 мм; калибратор диаметром 215 – 215,5 мм (а) и 213 – 213,5 мм (б)

Одинаковый масштаб и расположение величины i_a в возрастающем порядке позволяют легко видеть, что работа КНБК с уменьшенным калибратором значительно стабильнее. Несмотря на то, что средние значения i_a близки между собой, разброс данных при использовании калибратора уменьшенного диаметра значительно меньше. Практически в два раза уменьшилось среднеквадратическое («стандартное» в Excel) отклонение и сузился доверительный интервал среднего выборки (уровень надёжности). Если условно эти характеристики отождествить со стабильностью, можно сказать, что, благодаря применению калибратора диаметром, не превышающим критическое значение, стабильность работы компоновки возросла в два раза.

Выше упоминалось, что по 4 скважинам (см. рис.6.7) имеются инклинометрические данные. По ним всего было выполнено 273 замера. Гистограмма, построенная по результатам этих замеров, представлена на рис. 6.9. По характеру распределения частот отчётливо видна способность компоновки надёжно обеспечивать малоинтенсивное увеличение зенитного угла. Таким образом, установленная ранее теоретическим путём целесообразность применения калибраторов уменьшенного диаметра, не

превышающего критическое значение, при использовании типовой компоновки с центраторами СТК нашла экспериментальное подтверждение.

Таблица 6.7

Сведения о статистических характеристиках работы компоновки НК-СТК и такой же компоновки с уменьшенным диаметром калибратора

Статистическая характеристика	КНБК с калибратором, близким к полноразмерному	КНБК с калибратором диаметром 212...213 мм
среднее	0,38	0,36
стандартное отклонение	0,78	0,36
дисперсия выборки	0,61	0,13
Интервал	3,40	1,40
уровень надежности	0,37	0,20
счёт	19	15

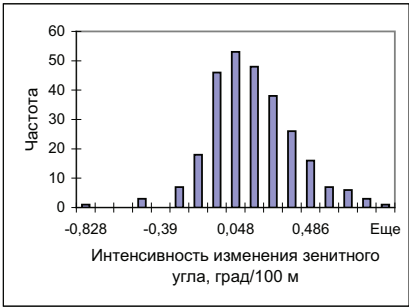


Рис. 6.9. Распределение частот интенсивности изменения зенитного угла: число замеров 273; интервал между замерами – 10 м

Этот вывод подтверждается также промысловыми данными, содержащимися в работе [168].

6.4. Исследование работы неориентируемых компоновок с «плавающими» центраторами

В некоторых буровых организациях ввиду отсутствия передвижных центраторов заводского изготовления применяют так называемые «плавающие» центраторы. Они изготавливаются в цехе, крепятся на корпусе турбобура в требуемом месте с помощью сварки в условиях буровой, объём сварочных работ при этом незначительный. В документации для такого центратора применяется традиционное обозначение – СТК.

В буровых организациях, осуществляющих бурение наклонных и горизонтальных скважин на нефтяных месторождениях «Ноябрьскнефтегаза», имеется опыт применения компоновок, включающих: долото диаметром 215,9 мм, полноразмерный калибратор, турбобур ЗТСШ-195, ниппельный СТК (214 мм) и СТК диаметром 212 мм (плавающий), расположенный на расстоянии 3 – 7 м от долота. Наиболее часто это расстояние составляет 4 м. При необходимости увеличения или уменьшения зенитного угла, соответственно, уменьшается или увеличивается. По такому же принципу производится сборка компоновки с 295,3-мм долотом и центраторами диаметром 290 и 285 мм.

Прежде всего, возникает вопрос, к какому типу можно отнести данную компоновку. Напомним, что в данной работе принята классификация неориентируемых компоновок по условиям критерия их оптимизации, поэтому в окончаниях названий НК имеются буквы С, А или Ф. Такая классификация не имеет ничего общего с той, которая предложена в работе [169], так как последняя охватывает все виды и конструкции КНБК, в т.ч. отклоняющие.

Для ниппельного центратора диаметром 214 мм критический диаметр калибратора составляет 215 мм [1, 2], поэтому данный центратор при полноразмерном калибраторе функцию ОЦЭ не выполняет (но существенно ухудшает очистку ствола скважины). Следовательно, изучаемую компоновку нужно рассматривать как одноцентраторную, с полноразмерным калибратором и центратором, расположенным на расстоянии приблизительно 4 м от долота. При таком его расположении угол между ося-

ми долота и скважины составляет порядка 10^{-5} рад, т.е. почти равен нулю. Калибратор с долотом в этом случае можно считать единым породоразрушающим инструментом.

У компоновки ОНКС, реализующей критерий полной стабилизации зенитного угла, диаметр центратора равен 213,6 мм [1, 2, 40], следовательно, рассматриваемая нами НК, с плавающим 212-мм центратором, к данному типу не относится. Компоновка ОНКА за счёт отсутствия условия равенства нулю угла на долоте позволяет применить центратор требуемого диаметра, в частности, 212-мм центратор при зенитном угле 30° должен располагаться на расстоянии 4,14 м от долота (см. п. 4, табл. 4.10). Следовательно, рассматриваемая компоновка – ОНКА, если расположение центратора близко к указанному; при существенном отличии она будет относиться к типу ОНКФ.

Знание типа компоновки позволяет судить о её расчётных характеристиках. Компоновки ОНКА подробно исследованы в разделе 4.6, обратившись к которому, можно отметить следующее. Рассматриваемая компоновка – пассивная, имеет хорошие показатели устойчивости к изменению диаметра скважины (0,061 – 0,098 кН/мм при $\alpha = 20 - 40^\circ$) и вполне приемлемые показатели по диаметру центратора (0,12 – 0,19 кН/мм). Всё это даёт основания ожидать более высокого уровня стабильности работы данной компоновки по сравнению с рассмотренной выше НК с ниппельным центратором.

Компоновки ОНКА применялись на месторождениях:

Спорышевском, Суторминском, Карамовском и др. Скважины, наклонные и горизонтальные, построены в 2005, 2006 годах. В анализе использованы имеющиеся сведения по 18 рейсам, выполненным компоновкой с долотом диаметром 215,9 мм и 212-мм центратором, установленным на расстоянии 4 м от долота. Для примера в табл. 6.8 приведены выписки из буровых журналов по нескольким скважинам, указаны также вычисленные статистические характеристики.

Таблица 6.8

Инклинометрические данные о работе компоновок ОНКА

Спорышевское месторождение, скв. 448					
Глубина скважины	Зенитный угол	Азимут	Интенсивность i_{ϕ} , °/10 м	Компоновка, статистика	
1	2	3	4	5	
1300	29,5	218	0,07	Компоновка R-155,КСф215.9, СТК214-3м-СТК212, 3ТСШ-195,УБТ178(8м)	
1310	29,6	219	0,15		
1320	29,8	220	0,18		
1330	29,9	220	0,07		
1340	30,0	220	0,10		
1350	29,9	219	-0,02	Статистика	
1360	30,0	219	0,04	Среднее	0,0092
1370	30,3	219	0,30	Стандартная ошибка	0,0248
1380	30,4	220	0,11	Медиана	0,0300
1390	30,3	219	-0,08	Мода	-0,0800
1400	30,2	219	-0,08	Стандартное отклонение	0,1292
1410	30,1	218	-0,14	Дисперсия выборки	0,0167

1420	29,9	219	-0,20	Эксцесс	-0,1911
1430	29,8	220	-0,05	Асимметричность	0,0005
1440	29,9	219	0,04	Интервал	0,5500
1450	29,7	218	-0,14	Минимум	-0,2500
1460	29,7	217	-0,03	Максимум	0,3000
1470	29,8	218	0,08	Сумма	0,2500
1480	29,7	219	-0,06	Счет	27
1490	29,8	219	0,03		
1500	29,8	219	0,05		
1510	29,8	219	0,02		
1520	29,7	218	-0,17		
1530	29,6	219	-0,08		

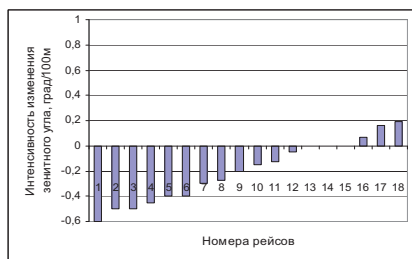
1540	29,8	219	0,18		
1550	29,5	219	-0,25		
1560	29,6	218	0,13		
Спорышевское месторождение, скв. 448					
1560	29,6	218	0,13		
1570	29,6	218	0,00	Компоновка R-155,КСф215.9, СТК214-3м-СТК212, ЗТСШ-195,УБТ178(8м)	
1580	29,5	218	-0,11		
1590	29,5	219	-0,05		
1600	29,5	219	0,05		
1610	29,5	218	-0,04		
1620	29,5	218	0,02	Статистика	
1630	29,6	217	0,05	Среднее	0,0055
1640	29,4	218	-0,12	Стандартная ошибка	0,0229
1650	29,3	219	-0,13	Стандартное отклонение	0,0973
1660	29,3	218	-0,03	Дисперсия вы- борки	0,0094
1670	29,5	218	0,18	Экссесс	-0,5284
1680	29,5	218	0,08	Асимметрич- ность	-0,2427
1690	29,4	219	-0,18	Интервал	0,3599
1700	29,4	219	0,02	Минимум	-0,1799
1710	29,5	218	0,11	Максимум	0,1799
1720	29,5	217	0,05	Сумма	0,0999
1730	29,6	218	0,07	Счет	18
Сугмутское месторождение, скв. 1995					
1360	12,8	227	0,41	Компоновка R-155; КС 215.9; СТК 214-3м-СТК212; ЗТСШ195; УБТ178-8м	
1380	12,9	229	0,04		
1400	12,8	225	-0,02		
1420	12,8	226	0,00		
1440	12,7	226	-0,05	Статистика	

1	2	3	4	5	6
1460	12,7	226	0,00		
1480	13,0	224	0,13	Среднее	0,0092
1500	13,2	220	0,11	Стандартная ошибка	0,0352
1520	13,1	221	-0,06	Медиана	0
1540	13,1	221	0,01	Мода	0
1560	12,7	223	-0,17	Стандартное отклонение	0,1538
1580	12,2	224	-0,28	Дисперсия выборки	0,0236
1600	12,7	226	0,27	Экссесс	1,9579
1620	12,6	223	-0,08	Асимметричность	0,8027
1640	12,6	225	0,00	Интервал	0,6849
1660	12,7	225	0,07	Минимум	-0,2750
1680	12,3	225	-0,19	Максимум	0,4099
1700	12,3	223	-0,01	Сумма	0,1750
1720	12,3	223	0,00	Счет	19
Ярайнерское месторождение, скв. 8068					
1410	22,8	260	0,05		
1420	22,8	260	-0,01	Компоновка R-155; KC 215.9; СТК 214-3м-СТК212; ЗТСШ195; УБТ178-8м;	
1430	22,8	261	0,00		
1440	22,6	261	-0,20		
1450	22,3	261	-0,29		
1460	22,2	261	-0,06		
1470	22,1	262	-0,10	Статистика	
1480	21,9	263	-0,25	Среднее	-0,0045
1490	21,8	264	-0,07	Стандартная ошибка	0,0155
1500	21,8	264	-0,03	Медиана	0
1510	21,7	264	-0,07	Мода	0
1520	21,7	264	0,00	Стандартное отклонение	0,0982
1530	21,7	264	-0,05	Дисперсия выборки	0,0096

1540	21,7	264	0,07	Эксцесс	2,4393
1550	22,0	265	0,25	Асимметричность	-0,5904
1560	22,0	265	0,06	Интервал	0,5400
1570	22,0	264	-0,06	Минимум	-0,2900
1580	22,1	264	0,08	Максимум	0,2500
1590	22,2	264	0,18	Сумма	-0,1800
1600	22,3	265	0,09	Счет	40
1610	22,3	264	-0,04		
1620	22,2	264	-0,08		
1630	22,1	264	-0,07		
1640	22,1	264	-0,01		
1650	22,1	264	0,00		
1660	22,2	264	0,08		
1670	22,3	265	0,10		
1680	22,4	264	0,07		
1690	22,4	264	0,00		
1700	22,4	263	0,01		
1710	22,4	264	0,04		
1720	22,5	264	0,03		
1730	22,5	264	0,02		
1740	22,5	264	0,00		
1750	22,5	265	0,03		
1760	22,5	264	0,02		
1770	22,5	264	0,00		
1780	22,5	264	0,00		
1790	22,6	264	0,03		
1800	22,6	264	0,00		

На рис. 6.10, а представлена гистограмма интенсивности изменения зенитного угла. Числовые значения расположены в возрастающем порядке.

а



б

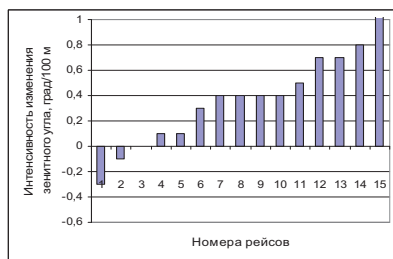


Рис. 6.10. Гистограммы распределения интенсивности изменения зенитного угла компонок ДНКА (а) и улучшенного варианта НК-СТК с калибратором уменьшенного диаметра (б)

Статистика по обоим вариантам приведена в табл. 6.9. Как видим, по стабильности работы компоновка ОНКА превосходит улучшенный вариант типовой стабилизирующей компоновки. При увеличении объема выборки произошло бы вытягивание гистограммы (см. рис. 6.10) вдоль горизонтальной оси с незначительным изменением по вертикали. Причина улучшения работы компоновки ОНКА состоит в высоком качестве её показателей устойчивости.

Таблица 6.9

Статистические характеристики компонок ОНКА и НК-СТК с уменьшенным диаметром калибратора

Компоновка ОНКА		Улучшенный вариант компоновки НК-СТК	
Среднее	- 0,19	Среднее	0,36
Стандартная ошибка	0,05	Стандартная ошибка	0,09
Медиана	- 0,17	Медиана	0,40
Стандартное отклонение	0,24	Стандартное отклонение	0,36
Дисперсия выборки	0,05	Дисперсия выборки	0,13
Экссесс	- 1,20	Экссесс	-0,10
Асимметричность	- 0,04	Асимметричность	0,10
Интервал	0,79	Интервал	1,40
Счет	18	Счет	15
Уровень надежности (90,0%)	0,10	Уровень надежности (90,0%)	0,17

В табл. 6.10 приведены значения показателей устойчивости к изменению зенитного угла, диаметра скважины, диаметра центратора и расположения центратора, рассчитанные для тех же компоновок.

Таблица 6.10

Показатели устойчивости компоновок ОНКА и НК-СТК

Компоновка	Зенитный угол	$P(\alpha)$, кН/град	$P(D_{\text{скв}})$, кН/мм	$P(D_c)$, кН/мм	$P(L)$, кН/0,1м
ОНКА	20	0,016	0,061	0,120	0,049
	40	0,052	0,098	0,190	0,079
НК-СТК (улучш. вариант)	20	- 0,070	1,300	1,700	- 0,188
	40	- 0,042	1,490	1,900	- 0,070

Компоновка НК-СТК, судя по величинам $P(\alpha)$, – неустойчивая. Для ОНКА данный показатель полностью удовлетворяет требованиям, предъявляемым к стабилизирующим компоновкам. Стабильность работы НК связана главным образом с показателями $P(D_{\text{скв}})$, $P(D_c)$. Чем меньше их численные значения, тем меньше будут сказываться постоянно изменяющиеся условия в скважине на работе компоновки. Преимущества компоновок ОНКА были установлены до опробования компоновок на скважине [170], и промысловыми испытаниями они подтвердились.

Выше отмечалось, что хорошая стабилизация зенитного угла способствует улучшению стабилизации азимута. В этом можно убедиться, по данным инклинометрии, представленным в табл. 6.11. В шести рейсах изменения азимута не произошло. Существенное изменение азимута (скв. 2296, зенитный угол 13°) подтверждает общеизвестный факт об ухудшении стабилизации азимута при малых углах наклона скважины. Но и при них наблюдалась хорошая стабилизация (например, скв. 2012, 676). В большинстве рейсов изменение азимута происходило с некоторой периодичностью при небольшой амплитуде (в таблице не отражено). Этот факт подтверждает, что аналитическое описание траектории скважины, по крайней мере, в данном случае, когда компоновка работает с её незначительным, знакопеременным дрейфом, – невозможно.

Таблица 6.11

Изменение азимута при бурении компоновками ОНКА

Номер скважины	Зенитный угол, град	Проходка, м	Изменение азимута за рейс	Интенсивность i_{ϕ} , °/10м
434	27	130	- 1,0	0,07
448	29	170	0,0	0,00
621	30	230	0,0	0,00
676	15	320	1,0	0,03
449	21	170	- 1,0	0,06
2422	26	220	0,0	0,00
2200	30	160	-1,5	0,09
1003	21	232	0,0	0,00
449	21	170	- 1,0	0,06
2422	26	220	0,0	0,00
2200	30	160	-1,5	0,09
676	14	144	- 1,0	0,07
172	28	280	1,0	0,03
2296	13	120	- 3,0	0,25
1003	21	232	0,0	0,00
1232	22	200	0,0	0,00
2012	14	420	1,0	0,02
1498	21	140	- 1,0	0,07
1006	19	510	1,0	0,02
232	20	200	- 1,0	0,05
8068	26	220	0,0	0,00
1498	19	130	1,0	0,07

Несмотря на отсутствие гарантии стабилизации азимута с помощью компоновок ОНКА, в целом, они превосходят другие компоновки, применяемые на месторождениях Западной Сибири.

6.5. Анализ производственного опыта применения неориентируемых компоновок с тремя центраторами

В данном разделе параллельно с исследованием промысловых материалов показана последовательность расчётов и проектирования компоновок. Ввиду того, что типовая стабилизирующая компоновка с близким к полноразмерному калибратором и ниппельным центратором (СТК) не дает надежных результатов, производители в разных буровых организациях предпринимают попытки подобрать КНБК опытным путем, используя в их составе калибратор и два, или даже три центратора. Число различных сочетаний геометрических параметров (по диаметру и расположению опорно-центрирующих элементов – ОЦЭ) при этом чрезвычайно велико. Но оно резко сокращается ввиду конструктивных ограничений при выборе мест установки ОЦЭ и отсутствия у производителей передвижных центраторов (для турбобура диаметром 195 мм они вообще не выпускаются), которые можно было бы устанавливать в любом расчетном месте.

На рис. 6.11 показана компоновка, опробованная на Уренгойском месторождении [171, 172]. Параметры компоновки: 1 – долото 215,9 (МЗГВ), 2 – калибратор КСИ или КЛС диаметром более 215 мм (преимущественно 215,9 мм), 3 – центратор СТК диаметром 212 мм, 4 – турбобур А7П5; 5, 6 – центраторы одинакового диаметра – 210 мм. В некоторых вариантах КНБК между долотом и калибратором устанавливался переводник длиной от 0,2 до 0,65 м.

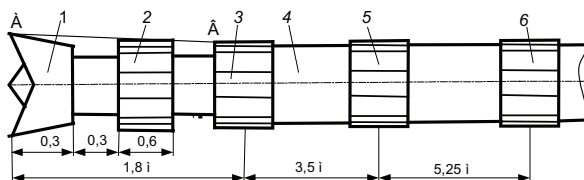


Рис. 6.11. Схема КНБК с тремя центраторами

Приблизительно понятен путь создания представленной КНБК. Полноразмерный калибратор и СТК-212 приняты в соответствии с традиционной компоновкой. Второй центратор установили между шпинделем и

нижней секцией турбобура, третий – между нижней и средней секциями (избегая таким образом сварочных работ на корпусе турбобура); оба они по диаметру на 2 мм меньше ниппельного СТК.

Подход к изучению представленной компоновки – традиционный для данной работы: сначала проводится аналитическое исследование с целью прогнозирования её поведения, которое целесообразно выполнять во всех случаях в максимальном объёме на стадии проектирования до проведения экспериментов; результаты расчетов далее сопоставляются с промышленными данными.

Сначала оценим роль первого центризатора (СТК-212). Аналогично тому, как ранее (см. п. 4.1) определен критический диаметр калибратора при превращении его в опорно-центрирующий элемент, можно вычислить диаметр СТК, при котором он перестаёт взаимодействовать со стенкой скважины; т.е. должно выполняться условие

$$D_{c1} > D_{c2} + L_2(Dd - D_{c2})/(L_1 + L_2) \quad (6.2)$$

Здесь L_1 , L_2 – соответственно, расстояния между долотом и СТК и от СТК до второго центризатора. Расчет показывает, что при диаметре ниппельного центризатора менее 214 мм он не взаимодействует с нижней стенкой скважины. Приближенная формула 1 не учитывает деформацию компоновки. Для расчета КНБК, включающих до трех центризаторов, удобен метод начальных параметров (МНП), расчетная схема которого приведена на рис. 6.12.

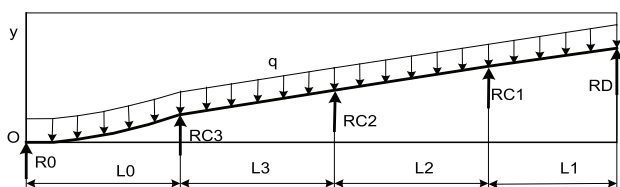


Рис. 6.12. Расчетная схема метода начальных параметров для КНБК с тремя центризаторами

Уравнения МНП для точек КНБК, соответствующих центризаторам и долоту имеют вид

$$EI \cdot (D_{c1} - Dt/2) = Rc_2 \cdot L_2^3/6 + Rc_3 \cdot (L_3 + L_2)^3/6 +$$

$$Ro \cdot (L_0 + L_2 + L_3)^3 / 6 - q \cdot (L_0 + L_2 + L_3)^4 / 24, \quad (6.3)$$

$$EI \cdot (Dc_2 - Dt) / 2 = Rc_3 \cdot L_3^3 / 6 + Ro \cdot (L_0 + L_3)^3 / 6 - q \cdot (L_0 + L_3)^4 / 24 \quad (6.4)$$

$$EI \cdot (Dc_3 - Dt) / 2 = Ro \cdot L_0^3 / 6 - q \cdot L_0^4 / 24 \quad (6.5)$$

$$EI \cdot (Dd - Dt) / 2 = Ro \cdot (L_0 + L_1 + L_2 + L_3)^3 / 6 + Rc_3 \cdot (L_1 + L_2 + L_3)^3 / 6 +$$

$$Rc_2 \cdot (L_1 + L_2)^3 / 6 + Rc_1 \cdot L_1^3 / 6 - q(L_0 + L_1 + L_2 + L_3)^4 / 24 \quad (6.6)$$

Число неизвестных, включая величину L_0 , равно шести, степень статической неопределённости – 4. Систему уравнений (1 – 4) дополняем уравнениями статики:

$$\sum M_D = Ro \cdot (L_0 + L_1 + L_2 + L_3) + Rc_1 \cdot L_1 + Rc_2 \cdot (L_1 + L_2) +$$

$$Rc_3 \cdot (L_1 + L_2 + L_3) = q \cdot (L_0 + L_1 + L_2 + L_3)^2 / 2 = 0 \quad (6.7)$$

$$\sum Y = Ro + Rc_1 + Rc_2 + Rc_3 + Rd = q \cdot (L_0 + L_1 + L_2 + L_3) = 0 \quad (6.8)$$

Интересно отметить, что «Maple», – одна из самых мощных символьных программ, – приводит 6 решений системы (6.3 – 6.8), и только одно из них соответствует условиям задачи, остальные содержат комплексные числа, либо дают значения L_0 , близкие к нулю. Пример расчёта компоновки с тремя центраторами содержится в работе [39]. Во избежание трудностей при решении системы уравнений авторы рассчитали длину L_0 предварительно, по приближённой формуле. В нашем решении этот параметр включен в систему уравнений. Результаты расчётов оказались сопоставимыми между собой (расхождение порядка 20 %).

В большинстве выполненных рейсов КНБК включали полноразмерный калибратор, который может выполнять функцию ОЦЭ, причем точное расположение этой опоры неизвестно. Если принять, что долото и калибратор, имеющие одинаковые диаметры и близкое расположение, работают как единое целое, за точку опоры можно принять середину системы долото – калибратор (включая переводник при его наличии). При таком условии расчетная длина L_1 с удлинённым калибратором КСИ составит: 1,2 м без переводника и 1,3; 1,4; 1,5; 1,6 м, соответственно, с переводниками 0,2; 0,4; 0,6; 0,8 м.

Из представленных в первой части табл. 6.12 результатов расчета видно, что реакции на первом центраторе отрицательны. Это означает, что для удовлетворения расчетной схемы, предусматривающей контакт всех центраторов с нижней стенкой скважины, необходимо наличие силы, прижимающей первый центратор к нижней стенке скважины. Эта сила приводит к завышению расчетных значений реакции на долоте (столбец Rd). В действительности её не существует, решение лишь свидетельствует об отсутствии контакта СТК со стенкой скважины.

Таблица 6.12

Реакции на долоте и ОЦЭ при расчетной схеме с тремя центраторами

КНБК с полноразмерным калибратором (зенитный угол 30°)					
Наличие переводника	Rd	Rc ₁	Rc ₂	Rc ₃	L0
без переводника	6,58	-6,80	4,09	6,56	8,50
переводник 0,2 м	5,39	-5,20	3,70	6,60	8,51
переводник 0,4 м	4,48	-3,97	3,37	6,66	8,52
переводник 0,6 м	3,78	-2,13	2,86	6,74	8,53
КНБК с калибратором уменьшенного диаметра (зенитный угол 30°)					
Наличие переводника	Rd	Rc ₁	Rc ₂	Rc ₃	L0
без переводника	2,46	-0,88	2,47	6,80	8,54
переводник 0,2 м	1,96	0,02	2,16	6,84	8,55
переводник 0,4 м	1,64	0,69	1,92	6,88	8,56
переводник 0,6 м	1,42	1,21	1,72	6,90	8,57

Если калибратор не выходит за пределы конуса, одна из образующих которого (AB) показана на рис. 6.11, он не является дополнительной опорой, и величина L_1 определяется без учета длины калибратора. Результаты расчета для этого случая приведены во второй части табл. 6.12. На СТК появилась незначительная реакция со стороны нижней стенки скважины в вариантах компоновки, не представляющих практического интереса. Таким образом, расчеты по формуле (6.2) подтвердились, и ниппельный центратор диаметром 212 мм функцию ОЦЭ не выполняет, и устанавливать его нецелесообразно. Компоновка при его отсутствии превращается в двухцентраторную, что приводит к изменению условий работы калибратора. Если для выполнения центратором СТК своих функций (ОЦЭ) было необходимо, чтобы диаметр калибратора не превышал кри-

тическое значение, теперь допустимо и желательно применение полно-размерного калибратора. Это связано с тем, что вследствие значительного удаления от долота первого центратора, расположенного над шпинделем возрастает вес направляющего участка КНБК, и угол несоосности долота и скважины близок к нулю. Калибратор с долотом можно рассматривать как единый породоразрушающий инструмент с пониженной, благодаря калибратору, фрезерующей способностью. Это и требуется, так как компоновки с двумя – тремя центраторами предназначены прежде всего для стабилизации зенитного угла и азимута.

Расчетная схема двухцентраторной КНБК, полученной после исключения ниппельного СТК, приведена, например, в [73]. Её параметры для опробованных компоновок составляют: изменяющаяся величина $L_1 = 4,6 - 5,1$ м; фиксированные значения $L_2 = 5,25$ м, $D_{c1} = D_{c2} = 210$ мм. Из представленных на рис. 6.13 результатов расчета видно, что компоновка устойчива к изменению параметра L_1 , т.е. наличие переводников не вносит изменений в её работу. Причиной этого является удаленность первого центратора от долота.

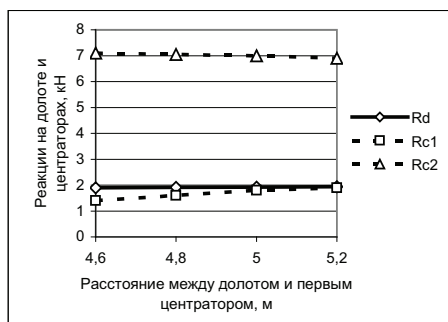


Рис. 6.13. Расчетные реакции на долоте и центраторах опробованных компоновок

Положительные и весьма высокие значения реакции на долоте означают, что компоновка должна работать на уменьшение зенитного угла. Первый центратор по сравнению со вторым оказался недогруженным. С целью снижения реакции на долоте выполнен математический эксперимент с уменьшенным до 206 мм диаметром второго центратора. Реакция на долоте уменьшилась, но недостаточно: с 1,9 до 1,6 кН (рис. 6.14) за

счет увеличения реакции на первом центраторе. Возникает вопрос, можно ли в рамках описанных выше конструктивных ограничений свести к нулю реакцию на долоте.

Исходя из полученных результатов, параметр L_1 можно зафиксировать и принять его равным, например, пяти метрам, а диаметр первого центратора увеличить до 212 – 214 мм.

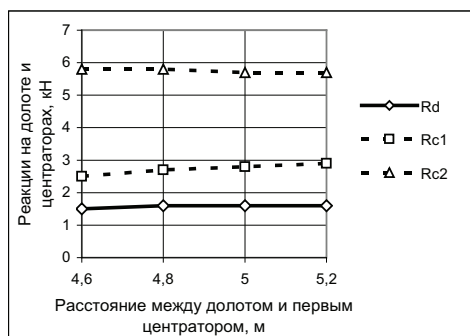


Рис. 6.14. Уменьшение реакции на долоте изменением размера второго центратора

Из рис. 6.15 видно, что самое большее, что может быть достигнуто — это уменьшение реакции на долоте до 0,5 кН.

Увеличение диаметра первого центратора свыше 214 мм нецелесообразно ввиду ухудшения выноса шлама и проходимости компоновки в стволе скважины, а дальнейшее уменьшение диаметра второго центратора превратит компоновку в одноцентраторную, так как величина D_{c2} станет близкой к диаметру турбобура.

Таким образом, согласно расчётам, проведенным до промысловых испытаний, вероятным результатом применения спроектированной производственными компоновки является малоинтенсивное уменьшение зенитного угла. Теперь обратимся к результатам эксперимента, представленным в табл. 6.13. Рассмотренной компоновкой было выполнено 29 рейсов. По сравнению с типовой компоновкой (41 рейс на том же месторождении в одинаковый период) стабилизация зенитного угла несколько улучшилась, и незначительно увеличился разброс данных. Отклонение от среднего значения i_a происходит в основном в сторону уменьшения зенитного угла со значительным возрастанием отрицательной асимметрии цикла.

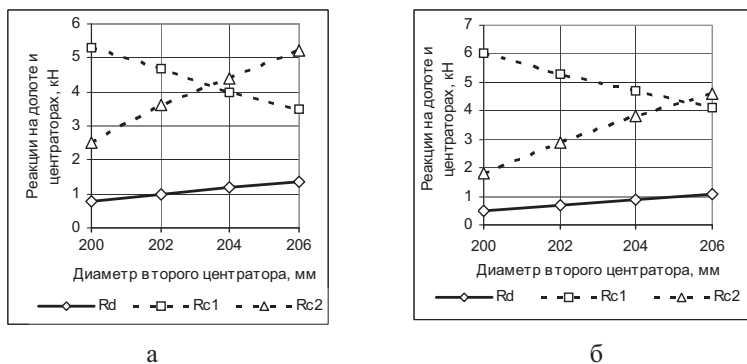


Рис. 6.15. Реакции на долоте и центраторах при диаметре первого центратора 212 мм (а) и 214 мм (б)

Таблица 6.13

Результаты опробования компоновок с тремя центраторами

Компоновка	i_a , град/100 м	Стандартное отклонение	Асимметрия цикла
Типовая	- 0,77	1,23	0,35
Многоцентрированная	- 0,63	1,30	- 1,29

Существенное отличие от нормального закона распределения (рис. 6.16) в данном случае является отрицательной характеристикой компоновки, так как данные сместились влево от среднего значения, свидетельствуя об устойчивой тенденции к падению зенитного угла.

Тем не менее, результаты оказались лучше, чем можно было ожидать согласно приведенным выше расчётам. Объяснение этого состоит в том, что применялись полноразмерные калибраторы, которые вследствие удалённости от первого центратора и отсутствии несоосности забойной части компоновки со скважиной значительно снизили фрезерующую способность системы долото-калибратор.

Нестабильность работы компоновки (см. табл. 6.13) на первый взгляд кажется неожиданной. Ранее утверждалось, что следствием хороших показателей устойчивости является стабильная работа компоновки, и, что показатели устойчивости улучшаются с удалением первого центратора. Действительно, для рассматриваемой компоновки они составляют: $\Pi(\alpha)$

$= 0,04 \text{ кН/10}^\circ$ (устойчивая компоновка); $P(D_{\text{СКВ}})$, $P(D_{\text{с}_1})$, $P(D_{\text{с}_2})$, соответственно, 0,058, 0,126, - 0,08 кН/мм. Объяснение этому следующее. Увеличение расстояния до первого центратора с уменьшенным диаметром и наличие второго центратора приводят к появлению реакции на долоте со стороны нижней стенки скважины, и процесс её фрезерования становится доминирующим. Ввиду частого изменения механических свойств горной породы из-за перемежаемости пластов и других условий реакция на долоте постоянно меняется, что приводит к нестабильности работы компоновки. При отсутствии реакции, у стабилизирующих компоновок, доминируют факторы, описываемые показателями устойчивости.

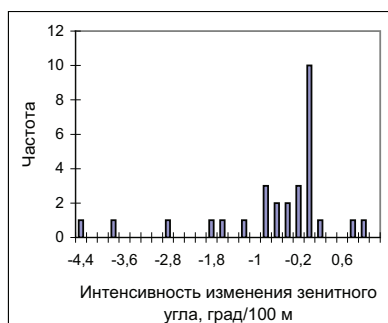


Рис. 6.16. Гистограмма распределения частот интенсивности изменения зенитного угла

Таким образом, можно сделать два важных вывода: 1) о применимости показателей устойчивости НК для надёжной оценки их качества только для стабилизирующих компоновок; 2) о невозможности создания стабильно работающих неориентируемых компоновок для изменения зенитного угла с активным привлечением механизма фрезерования.

Чётких закономерностей изменения азимута по имеющимся статистическим данным установить не удалось. Разворот скважины, доходящий иногда до 3 – 4 град/100 м, может происходить вправо и влево вне связи со знаком отклоняющей силы на долоте. Одной из причин изменения азимута может быть отклонение плоскости изгиба компоновки от вертикали.

Второй центратор, установленный на значительном расстоянии от первого, за счет маятникового эффекта должен способствовать более надёжному удержанию изогнутой оси КНБК в апсидальной плоскости. Кон-

структивно он может быть расположен между второй и третьей секциями турбобура, а первый центратор, как показывает анализ конструкции, можно установить на расстоянии 4 м от долота. В табл. 6.14 приведены результаты расчета КНБК при $L_1 = 4$ м и $L_2 = 10,5$ м и различных значениях зенитного угла. Они показывают, что при некоторых сочетаниях диаметров центраторов можно добиться отсутствия, либо появления некоторого запаса отклоняющей силы на долоте, способствующей компенсации различных факторов, вызывающих снижение зенитного угла. Пользуясь приведёнными данными, можно собрать компоновку и скорректировать её геометрические параметры (диаметры центраторов) после её опробования на скважине.

Таблица 6.14

**Реакции на долоте при расположении второго центратора
между средней и верхней секциями турбобура, кН**

Диаметр первого центратора, мм	Диаметр второго центратора, мм				
	200	202	204	206	210
Зенитный угол 20 град					
214	– 0,22	– 0,11	– 0,01	0,09	0,28
212	– 0,01	0,09	0,19	0,29	0,48
зенитный угол 40 град					
214	– 0,18	– 0,07	0,03	0,14	0,34
212	0,03	0,14	0,24	0,35	0,55
зенитный угол 60 град					
214	– 0,16	– 0,04	0,06	0,17	0,38
212	0,05	0,16	0,27	0,38	0,59

Данные последнего столбца показывают, что СТК стандартного диаметра 210 мм применён быть не может, его необходимо уменьшить приблизительно до 202 мм. В этом случае можно использовать гладкий центратор, так как он не мешает очистке ствола скважины, подвержен меньшему износу, и гораздо проще в изготовлении.

Создание маятникового эффекта за счёт удаления второго центратора приводит к прогибу компоновки между центраторами, и может произойти взаимодействие турбобура со стенкой скважины, что эквивалентно появлению дополнительной опоры и должно быть исключено. Чем меньше диаме-

тры центраторов и больше зенитный угол, тем меньше минимальное значение зазора δ между корпусом турбобура и стенкой скважины. На рис. 6.17 показана форма оси компоновки (верхняя линия) при достаточно неблагоприятном варианте: диаметры центраторов 212 и 202 мм, зенитный угол 40° . Можно принять, что такую же форму имеет корпус турбобура; тогда в соответствии с принятой системой координат горизонтальная ось совпадает с нижней стенкой скважины, а минимальное расстояние между ней и верхней линией есть интересующий нас зазор δ , равный приблизительно 1,6 мм в приведенном примере. Нижняя линия – это угол поворота оси компоновки, он равен нулю в местах её выпуклостей и вогнутостей.

При расчете формы оси компоновки сначала рассчитываются величины R_o , R_{c_1} , R_{c_2} , L_o , не принимая во внимание третий центратор (см. рис. 6.12), а затем, по другой программе, использующей уравнения метода начальных параметров, производятся вычисления в среде «Maple» с графическим выводом формы оси турбобура и углов её поворота.

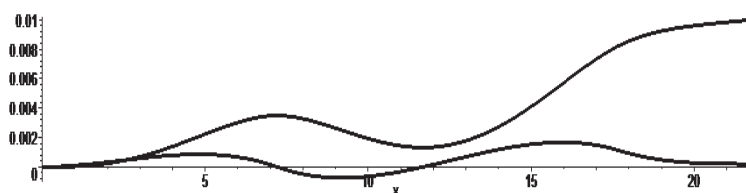


Рис. 6.17. Форма оси компоновки и углы поворота её сечений

Данные табл. 6.15 получены при минимальном диаметре второго центратора – 200 мм. Только при зенитном угле 60° наблюдается взаимодействие корпуса турбобура со стенкой скважины.

Таблица 6.15

Зазор между корпусом турбобура и стенкой скважины, мм

Диаметр первого центратора, мм	Зенитный угол, град		
	20	40	60
214	2,5	1,0	– 1,0
212	2,2	0,5	– 1,2

Следовательно, расположение второго центратора между второй и третьей секциями турбобура не приведет к появлению дополнительной опоры в точке максимального прогиба ЗД (ствол скважины предполагается прямолинейно-наклонным) в вариантах компоновок, представленных в табл. 6.14.

Для оценки качества стабилизирующих компоновок недостаточно иметь представление об отклоняющей силе на долоте. Необходима проверка их устойчивости к изменению тех параметров расчетной схемы, которые в реальной скважине могут иметь значения, отличающиеся от номинальных величин, принятых при расчете. В рассматриваемом случае при фиксированном расположении центраторов исследуемыми параметрами являются: α – зенитный угол; $D_{\text{скв}}$ – диаметр скважины; D_{c_1} , D_{c_2} – диаметры центраторов.

В табл. 6.16 приведены показатели устойчивости. Каждое число в таблице показывает, на сколько изменяется отклоняющая сила на долоте при увеличении зенитного угла на 10 град, диаметра скважины на 1 мм, уменьшении величин D_{c_1} , D_{c_2} – на 1 мм. У всех компоновок с возрастанием зенитного угла появляется незначительная отклоняющая сила, препятствующая его изменению, т.е. они являются пассивно-устойчивыми [1, 2]. Такая характеристика компоновки является идеальной в том случае, если факторы, способствующие падению зенитного угла, окажутся минимально

активными. Самым значимым фактором следует считать диаметр скважины, так как его превышение над диаметром долота значительно больше, чем возможные изменения диаметра центраторов. На диаметр скважины влияет большое число факторов: геологический разрез скважины, режимы бурения и очистки забоя и нижней части ствола скважины, вид и тип породоразрушающего инструмента и т.д. Это – почти управляемый параметр, но уменьшить его влияние можно путём контроля за износом опор долот и забойных двигателей и применением долот с минимальной разработкой (расширением) стенок скважины. Имеющие место случаи резкого изменения траектории скважины, особенно в конце рейса, по-видимому, связаны именно с рассматриваемым параметром.

Расчетные значения показателей устойчивости

	Зенитный угол, град	Диаметр второго центратора, мм				
		200	202	204	206	210
П(α), кН/10 град	20	0,02	0,02	0,02	0,02	0,03
	40	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02
П(D_{c_1}), кН/мм	20 – 60	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
П($D_{скв}$), кН/мм	20 – 60	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
П(D_{c_2}), кН/мм	20	- 0,05	- 0,05	- 0,05	- 0,05	-
	60	-0,05	-0,05	-0,05	-0,05	-

Диаметр первого центратора – также значимый фактор, поэтому, если производители хотят скорректировать работу компоновки, должны в первую очередь обратить внимание на него, например, увеличивать диаметр для возрастания зенитного угла, если это возможно по условиям скважины. Менее существенно влияние на отклоняющую силу (но не на процесс в целом) диаметра второго центратора. Это не умаляет его роли, так как он способствует стабилизации азимута и, предположительно, может существенно улучшить стабильность работы компоновки (статистические характеристики). Его диаметр таков, что, не затрудняя промывку скважины, он может быть легко изготовлен в виде отрезка трубы, наваренной на переводнике, предназначенном для установки между второй и третьей секциями турбобура.

По результатам анализа можно сделать следующие выводы. Подбор компоновок опытным путём неэффективен; целесообразно предварительно выполнить несопоставимо более дешёвый математический эксперимент. Неудачные интуитивные опыты поставят технолога в затруднительное положение: он не будет знать, как «поправить компоновку». Предварительно выбранная, согласно выполненным расчетам, компоновка, явится максимально возможным приближением к её требуемому варианту. При этом понятен путь коррекции результатов эксперимента, т.е. изменения соответствующих геометрических параметров компоновки, и понадобится минимальное число шагов для поиска эффективных на данном месторождении КНБК. Можно вспомнить о многих пробуренных скважинах в Западной Сибири, давших мало научной информации, свидетельствующих о неэффективности применяемых компоновок и невозможности их подбора опытным путём.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гречин Е.Г. Расчеты неориентируемых компоновок для бурения наклонных и горизонтальных скважин: Учеб. пособие для вузов / Е.Г. Гречин, В.П. Овчинников, В.Г. Долгов; Рец.: каф. бурения нефтяных и газовых скважин Тюменского гос. нефтегазового ун-та, д-р техн. наук, профессор С.И. Грачёв, д-р техн. наук, профессор С.Н. Бастриков. – Тюмень: Нефтегазовый университет, 2006. – 121 с.
2. Гречин Е.Г. Теория и практика работы неориентируемых компоновок низа бурильной колонны: Учеб. пособие для вузов / Е.Г. Гречин, В.П. Овчинников, А.В. Будько; Рец.: каф. бурения нефтяных и газовых скважин Тюменского гос. нефтегазового ун-та, д-р техн. наук, профессор С.И. Грачёв, д-р техн. наук, профессор С.Н. Бастриков. – Тюмень: Нефтегазовый университет, 2008. – 176 с.
3. Григорян А.М. Вскрытие пластов многозабойными и горизонтальными скважинами. – М.: «Недра», 1969. – 190 с.
4. Иоанесян Р.А. Основы теории и техники турбинного бурения. – М.: «Гостоптехиздат», 1953. – 281 с.
5. Вудс Г. Искривление скважин при бурении / Г. Вудс, А. Лубинский. – М.: «Гостоптехиздат», 1960. – 161 с.
6. Callas N.P. Computer helps fine tune drilling assemblies for precise, low cost control at hole course // Drilling. – 1984. – v. 45. – № 6. – P. 68–69.
7. Callas N.P. Boundary value problem is solved / N.P. Callas, R.L. Callas // Oil and Gas J. – 1980. – v. 78. – № 50. – P. 62–66.
8. Прохоренко В.В. Неориентируемые компоновки низа бурильной колонны для бурения скважин // Бурение и нефть. – 2002. – № 7. – С. 28 – 29.
9. Ишемгузин Е.И. К расчету низа бурильной колонны при турбинном бурении / Е.И. Ишемгузин, Б.З. Султанов // Нефтяное хозяйство. – 1970. – № 7. – С. 11 – 16.
10. Султанов Б.З. Управление устойчивостью и динамикой бурильной колонны. – М.: «Недра», 1991. – 208 с.
11. Султанов Б.З. Работа бурильной колонны в скважине / Б.З. Султанов, Е.И. Ишемгузин, Н.Х. Шаммасов, В.Н. Сорокин. – М.: «Недра», 1973. – 216 с.

12. Walker B.H. Three dimensional force and deflection analysis of a variable cross section drill string / B.H. Walker, M.B. Fridman // J. of Pressure Vessel Technology. – 1977. – P. 367–375.
13. Birades M. Static and dynamic three- dimensional bottomhole assembly computer models // SPE Drill. Eng. – 1988. – № 2. – P. 160 – 166.
14. Воевидко И.В. Математическая модель пространственного искривления ствола скважины при бурении неориентированными КНБК с использованием гидравлических забойных двигателей в сложных геологических условиях // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2002. – № 12. – С. 10 – 12.
15. Иоанесян Ю.Р. Оптимальные стабилизирующие компоновки с двумя опорно-центрирующими элементами / Ю.Р. Иоанесян, В.В. Прохоренко. – М.: ВНИИБТ, 1987. – 14 с.: Деп. в ВНИИОЭНГ 15.09.87, № 1462 – нг 87.
16. Мамедбеков О.К. Влияние реактивного момента турбобура на изменение азимута наклонных скважин // Нефть и газ. – 1981. – № 11. – С. 19 – 22.
17. Мамедбеков О.К. Теоретическое исследование наката долота в стволе наклонной скважины // Нефть и газ. – 1989. – № 11. – С. 21 – 26.
18. Гулизаде М.П. Регулирование азимутального искривления при бурении наклонно направленных скважин с применением неориентируемых КНБК / М.П. Гулизаде, О.К. Мамедбеков // Обзорная информ. Сер. Строительство скважин. – 1989. – 55 с.
19. Мамедбеков О.К. Исследование характера искривления наклонных скважин при бурении неориентируемыми забойными компоновками // Азерб. нефтяное хозяйство. – 1985. – № 11. – С. 27 – 31.
20. Прохоренко В.В. Исследование и разработка оптимальных компоновок, содержащих турбобур с центратором с помощью трехмерной аналитической модели КНБК в искривленной скважине / В.В. Прохоренко, Т.В. Крепина // Вопросы совершенствования буровой техники и ее использование. Тр. ВНИИБТ. – М.: 1988. – Вып. 64. – С. 37 – 52.
21. Сесюнин Н.А. Влияние диаметра калибратора на азимутальное искривление скважины / Н.А. Сесюнин, А.С. Утробин, А.В. Банных // Бурение. – 1982. – № 2. – С. 8 – 9.

22. Сесюнин Н.А. Пространственный изгиб КНБК с центраторами и отклонение скважины по азимуту // Нефть и газ. – 1986. – № 5. – С. 19 – 22.
23. Мамедбеков О.К. Регулирование азимута при бурении наклонных скважин // Азерб. нефтяное хозяйство. – 1987. – № 5. – С. 58 – 61.
24. Калинин А.Г. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник / А.Г. Калинин, Б.А. Никитин, К.М. Солодкий, Б.З. Султанов. – М.: Недра, 1997. – 648 с.
25. Солодкий К.М. Принцип выбора стабилизирующих компоновок с заданными оптимальными параметрами / К.М. Солодкий, А.Ф. Федоров, А.С. Повалихин и др. // Нефтяное хозяйство. – 1984. – № 9. – С. 15 – 17.
26. Федоров А.Ф. Метод оптимизации параметров компоновок для стабилизации зенитного угла наклонных скважин / А.Ф. Федоров, К.М. Солодкий, А.Г. Калинин, А.С. Повалихин // Нефтяное хозяйство. – 1982. – № 11. – С. 11–12.
27. Millheim K. Behavior of multiple stabilizer bottom hole assemblies // Oil and Gas J. – 1979. – № 1. – P. 59–64.
28. Гулизаде М.П. К расчёту компоновки низа буровой колонны, применяемой для безориентированного управления зенитным углом / М.П. Гулизаде, Л.Я. Сушон, П.В. Емельянов, Л.Я. Кауфман, // Нефть и газ . – 1974. – № 1. – С. 13 – 16.
29. Ишемгузин Е.И. Определение сил, действующих на компоновку долота – секционный турбобур с центратором при бурении наклонно-направленных скважин / Е.И. Ишемгузин, Б.З. Султанов // Бурение. – 1974. – № 4. – С. 14 – 16.
30. Сушон Л.Я. Разработка и испытание компоновок для стабилизации зенитного угла / Л.Я. Сушон, М.П. Гулизаде, Л.Я. Кауфман и др. // Нефтяное хозяйство. – 1974. – № 10. – С. 14–16.
31. Калинин А.Г. Профили направленных скважин и компоновки низа буровых колонн / А.Г. Калинин, А.С. Повалихин, К.М. Солодкий, Б.А. Никитин. – М.: «Недра», 1995.
32. Мамедбеков О.К. Разработка забойных компоновок с калибратором для стабилизации параметров искривления ствола наклонной скважины / О.К. Мамедбеков, В.Н. Самедов // Нефть и газ. – 1988. – № 2. – С. 22 – 26.

33. Гречин Е.Г. Проектирование двухцентраторных компоновок для малоинтенсивного увеличения зенитного угла при бурении наклонных и горизонтальных скважин / Е.Г. Гречин, В.П. Овчинников // Бурение и нефть. – 2007. – № 4. – С. 13 – 16.
34. Гречин Е.Г. Оптимизация геометрических параметров стабилизирующей компоновки с двумя центраторами / Е.Г. Гречин, И.Ю. Крюков, В.П. Овчинников, А.В. Будько, А.Л. Каменский // Совершенствование процессов строительства скважин: Сб. науч. тр. ин-та Нефти и газа. – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2006. – С. 14 – 18.
35. Сароян А.Е. Бурильные колонны в глубоком бурении. – М.: «Недра», 1979. – 231 с.
36. Кондратенко Л.А. Влияние прогиба колонны труб на динамику забойных гидромашин при стендовых испытаниях // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2003. – № 3. – С. 6 – 10.
37. Оганов С.А. Исследование сил, действующих на центраторы, устанавливаемые на корпусе турбобура: / С.А. Оганов, С.М. Джалалов, И.З. Гасанов // Сб. науч. тр. – Баку: АЗИНЕФТЕХИМ, 1977. – Вып.16. – С. 23–27.
38. Гасанов И.З. Расчет неориентируемой компоновки низа бурильной колонны с большим количеством опорных элементов / И.З. Гасанов, Г.С. Оганов // Изв. вузов. Нефть и газ. – 1988. – № 2. – С. 22 – 26.
39. Гасанов И.З. Разработка КНБК с тремя центраторами для стабилизации зенитного угла и азимута ствола наклонной скважины // Теория и практика бурения наклонных скважин: Сб. науч. тр. – Баку: АЗИНЕФТЕХИМ, 1985. – С. 22 – 29.
40. Гулизаде М.П. Разработка забойных компоновок для стабилизации зенитного угла наклонных скважин / М.П. Гулизаде, О.К. Мамедбеков // Нефть и газ. – 1985. – № 6. – С. 17 – 22.
41. Гулизаде М.П. Закономерности искривления наклонных скважин и критерий стабилизации угла наклона / М.П. Гулизаде, Л.Я. Кауфман, Л.Я. Сушон // Нефтяное хозяйство. – 1972. – № 3.
42. Сушон Л.Я. Управление искривлением наклонных скважин в Западной Сибири / Л.Я. Сушон, П.В. Емельянов, Р.Т. Муллагалиев. – М.: «Недра», 1998. – 124 с.

43. Millheim K.K. The effect of bottom-hole assembly dynamics on the trajectory of a bit / K.K. Millheim, M.C. Apostol // IPT. – v. 33. – № 12. – P. 66 – 72.
44. Повалихин А.С. Устойчивость стабилизирующих КНБК с оптимальными размерами на проектной траектории // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1995. – № 5. – С. 29 – 33.
45. Оганов А.С. Новые решения в проектировании компоновок низа буровой колонны / А.С. Оганов, А.С. Повалихин, З.Ш. Бадреев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1995. – № 4/5. – С. 11, 12, 16.
46. Гречин Е.Г. Применение метода конечных разностей для исследования работы буровой колонны в наклонной скважине / Е.Г. Гречин, И.Ю. Крюков, В.П. Овчинников, А.Л. Каменский // Совершенствование процессов строительства скважин: Сб. науч. тр. ин-та Нефти и газа. – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2006. – С. 19 – 22.
47. Методика расчёта интенсивности искривления ствола наклонной скважины. – Тюмень: Гипротюменнефтегаз, АЗИНЕФТЕХИМ, 1974. – 59 с.
48. Григорян Н.А. Бурение наклонных скважин уменьшенных и малых диаметров. – М.: «Недра», 1974. – 240 с.
49. Белоруссов В.О. Прогнозирование и расчет естественного искривления скважин / В.О. Белоруссов, Т.М. Боднарук. – М.: «Недра», 1988. – 174 с.
50. Мамедбеков О.К. Исследование закономерностей изменения азимута наклонной скважины при бурении компоновкой с центратором // Нефть и газ. – 1984. – № 7. – С. 27 – 30.
51. Стефурак Р.И. Построение статистической модели процесса формирования траектории скважины / Р.И. Стефурак, А.С. Овсянников, М.Н. Яворский, В.Ю. Близнюков // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2001. – № 7. – С. 10 – 13.
52. Стефурак Р.И. Статистическое моделирование траектории скважины: порядок обработки данных и получение коэффициентов модели / Р.И. Стефурак, А.С. Овсянников, А.Н. Мартинюк, В.Ю. Близнюков // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2004. – № 1. – С. 16 – 18.
53. Сулакшин С.С. Направленное бурение. – М.: «Недра», 1987. – 272 с.
54. Гулизаде М.П. Съёмный перемещающийся центратор для забойных двигателей / М.П. Гулизаде, С.А. Оганов, А.М. Мамедтагизаде, Э.С.

- Сакович, Н.А. Алиев // Техника и технология строительства скважин на суше и на море: Сб. науч. тр. – Баку: АЗИНЕФТЕХИМ, 1989. – № 7. – С. 13 – 15.
55. Суханов В.Б. Результаты промышленных испытаний КНБК с передвижным центратором / В.Б. Суханов, И.И. Барабашкин, А.С. Повалихин, А.Н. Сорокин // Нефтяное хозяйство. – 1990. – № 4. – С. 15–17.
56. Инструкция по бурению наклонных скважин с кустовых площадок на месторождениях Западной Сибири / М.Н. Сафиуллин, П.В. Емельянов, С.Н. Бастриков. – Тюмень: СибНИИ НП, 1986. – 138 с.
57. Гречин Е.Г. Анализ работы неориентируемых компоновок для набора зенитного угла на скважинах Уренгойской группы месторождений / Е.Г. Гречин, В.П. Овчинников, К.Е. Панов // Бурение и нефть. – 2005. – № 4. – С. 40 – 42.
58. Гречин Е.Г. Исследование работы неориентируемых компоновок методом возможных перемещений долота / Е.Г. Гречин, В.П. Овчинников // Нефть и газ. – 2007. – № 5. – С. 30 – 36.
59. Зарубин В.С. Математическое моделирование в технике: Учеб. пособие для вузов; Рец.: профессор А.В. Манжиров, профессор В.Ф. Формалев. – М.: МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2003. – 495 с.
60. Повалихин А.С. Выбор КНБК для проводки наклонных прямолинейных интервалов профиля скважины в сложных горно-геологических условиях // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2005. – № 12. – С. 4 – 6.
61. Оганов Г.С. Анализ существующих методик расчета КНБК для бурения наклонно-направленных скважин / Г.С. Оганов, В.В. Прохоренко, А.С. Оганов // Строительство нефтяных и газовых скважин: Тез. докл. Краев. науч. техн. конф. мол. уч. и спец. г. Краснодар 23 – 27 окт. 1989. – Краснодар, 1989. – С. 7.
62. Шахбазбеков К.Б. К экспериментальному исследованию статики низа бурильной колонны в наклонной скважине / К.Б. Шахбазбеков, Л.Я. Сушон, А.А. Арутюнов // Нефть и газ. – 1972. – № 11. – С. 35 – 38.
63. Арутюнов А.А. Механизм работы КНБК с двумя центраторами в наклонной скважине / А.А. Арутюнов, Л.Я. Кауфман, Л.Я. Сушон // Нефть и газ. – 1976. – № 4. – С. 29 – 30.

64. Мамедбеков О.К. Экспериментальное исследование наката долота в стволе наклонной скважины / О.К. Мамедбеков, В.Н. Самедов // Азерб. нефтяное хозяйство. – 1987. – № 10. – С. 21 – 24.
65. Рзаде С.А. К вопросу влияния параметров искривления наклонных скважин на показатели работы долота // Нефть и газ. – 1991. – № 2. – С. 25 – 28.
66. Кузнецов В.А. К вопросу изучения влияния режимных параметров бурения на интенсивность искривления скважин / В.А. Кузнецов, И.Я. Вайсбург // Теория и практика бурения наклонных скважин: Сб. науч. тр. – Баку: АЗИНЕФТЕХИМ, 1989. – С. 75 – 78.
67. Повалихин А.С. Оптимизация параметров управляемых КНБК для бурения субгоризонтальных интервалов профиля направленных скважин / А.С. Повалихин, К.М. Солодкий, А.Г. Шатровский // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 4. – С. 6 – 9.
68. Тимошенко С.П. Сопротивление материалов. – М.: «Наука», 1965. – Т. 1. – 365 с.
69. Тимошенко С.П. Сопротивление материалов. – М.: «Наука», 1965. – Т. 2. – 481 с.
70. Мамедбеков О.К. Определение числа опорно-центрирующих элементов для регулирования искривления ствола наклонной скважины // Теория и практика бурения наклонных скважин: Сб. науч. тр. – Баку: АЗИНЕФТЕХИМ, 1989. – С. 39 – 43.
71. Михарев В.В. Строительство кустовых направленных скважин: Монография / В.В. Михарев, В.Ф. Буслаев, Н.М. Уляшева, Ю.Л. Логачев. – Ухта: «Региональный Дом печати», 2004. – 228 с.
72. Гречин Е.Г. Расчет системы вал – корпус турбобура в составе неориентируемой КНБК с использованием программного комплекса МКЭ «ANSYS» // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 11. – С. 24 – 29.
73. Гречин Е.Г. Расчет неориентируемых компоновок для бурения наклонных скважин методом начальных параметров / Е.Г. Гречин, В.П. Овчинников, К.Е. Панов // Новые технологии для ТЭК Западной Сибири: Сб. науч. тр. – Тюмень: Изд-ко-полиграф. центр «Экспресс», 2005. – Т. 2. – С. 43 – 46.

74. Прохоренко В.В. Компоновки низа бурильной колонны для бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2006. – № 6. – С. 10 – 14.
75. Оганов А.С. Программное обеспечение технологического процесса строительства горизонтальных и наклонных скважин / А.С. Оганов, А.С. Повалихин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1994. – № 3. – С. 15.
76. Прохоренко В.В. Отклоняющие и стабилизирующие турбинные КНБК для бурения направленных скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 1. – С. 21 – 23.
77. Калинин А.Г. Искривление скважин. – М.: «Недра», 1974. – 304 с.
78. Малюга А.Г. Малогабаритный забойный сбросной инклинометр ЗИ-48 // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2003. – № 10. – С. 22 – 25.
79. Воевидко И.В. Разработка устройства для измерения зенитного угла скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2003. – № 7. – С. 8 – 10
80. Исаченко В.Х. Инклинометрия скважин. – М.: «Недра», 1987. – 216 с.
81. Мамедбеков О.К. Регулирование пространственного искривления наклонных скважин неориентируемыми забойными компоновками // Азерб. нефтяное хозяйство. – 1986. – № 3. – С. 27 – 30.
82. Буслаев В.Ф. Техника и технология безориентированного управления траекторией наклонно-направленных скважин // Сб. науч. тр. Печорнипинефть. – Ухта, 1997. – С. 17 – 20.
83. Кейн С.А. Современные методы проектирования и управления траекториями горизонтальных скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 4. – С. 10 – 13.
84. Задорожный С.И. О стабилизации зенитного угла и азимута при бурении наклонно направленных скважин турбинными компоновками // Нефтяное хозяйство. – 1994. – № 8. – С. 19 – 21.
85. Кауфман Л.Я. Управление искривлением наклонных скважин в процессе углубления забоя / Л.Я. Кауфман, В.А. Минчук, Э.С. Сакович, А.Т. Касимов // Теория и практика бурения наклонных скважин: Сб. науч. тр. – Баку: АЗИНЕФТЕХИМ, 1989. – С. 21 – 25.

86. А.с. 1058340 СССР, МКИ Е 21 В 17/10. Центратор для бурильной колонны / А.А. Цыбин, А.А. Гайворонский, В.И. Ванифатьев, С.С. Янкулев (СССР), Иштван Жока, Золтан Тот, Ласло Мадор (ВНР). – № 2771598/22-03; Заявлено 28.05.79.
87. А.с. 2039199 СССР, МКИ Е 21 В 17/10. Гидравлический центратор / Н.А. Петров, А.В. Коренько Г.Г. (СССР). – № 93007874/03; Заявлено 02.11.93; Оpubл. 09.07.95.
88. Пат. 2165002 РФ, С1 7 Е 21 В 17/10. Центратор / А.Ш. Янтурин (Россия). – № 99117034/03; Заявлено 30.07.1999; Оpubл. 10.04.2001.
89. А.с. 1599520 СССР, МКИ Е 21 В 17/10. Центратор бурильного инструмента / Л.Н. Литвинов, В.И. Злобин, Б.Н. Сизов, В.Г. Григулецкий (СССР). – № 4352556/24-03; Заявлено 29.12.87; Оpubл. 15.10.90, Бюл. № 38.
90. А.с. 1208171 СССР, МКИ Е 21 В 17/10. Центратор бурильного инструмента / И.А. Плетников (СССР). – № 3698391/22-03; Заявлено 06.02.84; Оpubл. 30.01.86, Бюл. № 4.
91. А.с. 985235 СССР, МКИ Е 21 В 7/08. Самоориентирующийся забойный отклонитель / Г.Г. Семак, Н.О. Гринкевич (СССР). – № 3252035/22-03; Заявлено 02.03.81; Оpubл. 30.12.82, Бюл. № 48.
92. А.с. 1011851 СССР, МКИ Е 21 В 7/08. Самоориентирующееся устройство для наклонных скважин / М.П. Гулизаде, К.Б. Шахбазбеков, Х.Н. Исхати, С.И. Эюбов (СССР). – № 2871196/22-03; Заявлено 16.01.80; Оpubл. 15.04.83, Бюл. № 14.
93. А.с. 1013624 СССР, МКИ Е 21 В 7/08. Устройство для направленного бурения / В.Г. Ясов, Н.О. Гринкевич, Г.Г. Семак (СССР). – № 3359454/22-03; Заявлено 04.12.81; Оpubл. 23.04.83, Бюл. № 15.
94. А.с. 1184917 СССР, МКИ Е 21 В 7/08. Устройство для бурения наклонных скважин / М.П. Гулизаде, Б.М. Халимбеков, О.К. Мамедбеков (СССР). – № 3733514/22-03; Заявлено 26.04.84; Оpubл. 15.10.85, Бюл. № 38.
95. А.с. 927948 СССР, МКИ Е 21 В 7/08. Устройство для бурения наклонных скважин / М.П. Гулизаде, Б.М. Халимбеков, О.К. Мамедбеков (СССР). – № 2780143/22-03; Заявлено 15.10.79; Оpubл. 15.05.82, Бюл. № 18.
96. А.с. 673720 СССР, МКИ Е 21 В 7/08. Самоориентирующийся забойный отклонитель / Л.Я. Сушон, П.Н. Григорьев, М.П. Гулизаде, А.Г.

- Калинин, Л.Я. Кауфман, П.В. Емельянов (СССР). – № 1977192/22-03; Заявлено 14.12.73; Оpubл. 15.07.79, Бюл. № 26.
97. Повалихин А.С. Управление двигателем-отклонителем и телеметрическое сопровождение направленного бурения / А.С. Повалихин, О.К. Рогачев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2006. – № 3. – С. 6 – 9.
98. А.с. 751957 СССР, МКИ Е 21 В 17/10. Центратор / В.А. Каплун, И.К. Князев, Л.Д. Богомазов, Е.В. Гурьянов, М.И. Ремизов (СССР). – № 2682325/22-03; Заявлено 04.11.78; Оpubл. 30.07.80, Бюл. № 28.
99. Янтурин Р.А. О целесообразности перехода на новое поколение опорно-центрирующих элементов (ОЦЭ) КНБК / Р.А. Янтурин, А.Ш. Янтурин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2006. – № 6. – С. 31 – 36.
100. А.с. 922266 СССР, МКИ Е 21 В 17/10. Центратор / В.Е. Михайлов, А.Д. Кадочкин, Ю.И. Савенков (СССР). – № 2969210/22-03; Заявлено 01.08.80; Оpubл. 23.04.82, Бюл. № 15.
101. А.с. 1239255 СССР, МКИ Е 21 В 17/10. Центратор забойного двигателя / М.Т. Гусман, И.И. Барабашкин, А.Г. Новиков, А.Н. Сорокин (СССР). – № 3755701/22-03; Заявлено 20.06.84; Оpubл. 23.06.86, Бюл. № 23.
102. Пат. 2106469 РФ, С1 7 Е 21 В 17/10. Виброгаситель-центратор бурильного инструмента / Р.Р. Сафиуллин (Россия). – № 96109688/03; Заявлено 12.05.1996; Оpubл. 10.03.1998.
103. Пат. 2088742 РФ, С1 7 Е 21 В 17/10. Упругий центратор бурильного инструмента / В.Д. Поташников, Д.В. Поташников (Россия). – № 95104142/03; Заявлено 22.03.1995; Оpubл. 27.08.1997. Бюл. № 24.
104. Поташников В.Д. Центраторы «ТОБУС» для компоновок низа бурильной колонны / В.Д. Поташников, Э.С. Санкович, Н.В. Шенгур // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1997. – № 12. – С. 14 – 17.
105. Поташников В.Д. Упругие центраторы ТОБУС для направленного бурения скважин / В.Д. Поташников, Э.С. Сакович // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 1. – С. 28 – 30.
106. Поташников В.Д. Технология направленного бурения наклонных стволов с наддольным упругим центратором / В.Д. Поташников, Р.Х. Ибрагимов, А.С. Добросмыслов, С.В. Ануфриев // Бурение и нефть. – 2003. – № 5. – С. 44 – 46.

107. Пат. 2333343 РФ, С1 7 Е 21 В 17/10. Упругий центратор / Е.Г. Гречин, В.П. Овчинников (Россия). – № 2007108177/03; Заявлено 05.03.2007; Опубл. 10.09.2008. Бюл. № 25.
108. Кульчицкий В.В. Геонавигационные технологии проводки наклонно направленных и горизонтальных скважин. – М.: «ВНИИОЭНГ», 2000. – 351 с.
109. Калинин А.Г. Естественное и искусственное искривление скважин: Учеб. пособие для вузов / А.Г.Калинин, В.В. Кульчицкий; Рец.: каф. бурения нефтяных и газовых скважин РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, д-р техн. наук, профессор В.И. Крылов. – М. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2006. – 640 с.
110. Кульчицкий В.В. Технология высокоточного и скоростного строительства наклонно направленных скважин / В.В. Кульчицкий, Г.А. Григашкин, А.А. Усманов, А.Н. Сапожников // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1999. – № 4/5. – С. 7 – 12.
111. Прохоренко В.В. Технология бурения горизонтальных и боковых стволов двигателем-отклонителем // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 11. – С. 2 – 4.
112. Грачёв С.И. Теоретические и прикладные основы строительства полых и горизонтальных скважин на сложнопостроенных нефтяных месторождениях: Дис ... д-ра техн. наук: 05.15.10. – Тюмень, 2000. – 316 с.
113. Повалихин А.С. Вопросы проводки тангенциального интервала субгоризонтальной скважины / А.С. Повалихин, Ф.Ф. Ахмадишин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2005. – № 2. – С. 14 – 16.
114. Повалихин А.С. Направленная проводка скважины забойным двигателем-отклонителем – альтернативные решения – 55 лет ВНИИБТ // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 11. – С. 3 – 5.
115. Барский И.Л. Продольный изгиб бурильной колонны и выбор траектории бурения горизонтального ствола / И.Л. Барский, А.С. Повалихин, В.Г. Глушич, А.В. Козлов // Бурение. – 2001. – № 6. – С. 14 – 17.
116. Барский И.Л. Устойчивость бурильной колонны при бурении горизонтальных скважин и оперативное управление траекторией ствола / И.Л. Барский, А.С. Повалихин, А.М. Гусман, В.Г. Глушич // Строи-

- тельство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2003. – № 4. – С. 2 – 5.
117. Близнюков В.Ю. Основные направления развития технологии бурения в период до 2010 года // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2002. – № 1. – С. 3 – 6.
118. Балденко Д.Ф. Управляемая компоновка для наклонно направленного и горизонтального бурения / Д.Ф. Балденко, Т.Н. Чернова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1999. – № 11/12. – С. 21 – 24.
119. Овчинников В.П. Совершенствование технологии бурения скважин с горизонтальным окончанием на месторождениях Севера Тюменской области / В.П. Овчинников, М.В. Двойников, А.Л. Каменский // Бурение и нефть. – 2006. – № 11. – С. 15 – 17.
120. Бастриков С.Н. Строительство скважин с кустовых площадок на нефтяных месторождениях Западной Сибири: Монография. – Тюмень: «Вектор Бук», 2000. – 252 с.
121. Миракян В.И. Новые разработки в области контроля и управления наклонно-направленным бурением / В.И. Миракян, В.Р. Иоанесян, В.Н. Щукин, Е.Я. Лапига // Бурение. – 2002. – № 1. С. 8 – 12.
122. Сафиуллин М.Н. Опыт бурения наклонно-направленных скважин с малоинтенсивным набором кривизны / М.Н. Сафиуллин, А.П. Захарченко, В.В. Кульчицкий // Нефтегазовая геология, геофизика и бурение. – 1984. – № 10. – С. 24 – 27.
123. Оганов С.А. Проектирование параметров профиля горизонтальной скважины в пределах продуктивного пласта / С.А. Оганов, А.В. Перов, Г.С. Оганов, В.В. Прохоренко, Н.Ф. Пронин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1999. – № 11/12. – С. 12 – 16.
124. Оганов А.С. Искривляющие оптимальные КНБК для горизонтального бурения / А.С. Оганов, А.С. Повалихин, К.М. Солодкий // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1997. – № 1. – С. 13 – 16.
125. Кирьянов Д.В. Самоучитель Mathcad 11. – СПб.: «БХВ-Петербург», 2003. – 588 с.
126. Дарков А. В. Сопротивление материалов / А. В. Дарков, Г.С. Шпиро. – М.: «Высшая школа», 1989. – 624 с.

127. Прохоров Г.В. Математический пакет Maple V Release 4 / Г.В. Прохоров, В.В. Колбеев, К.И. Желнов, М.А. Леденев. – Калуга: «Облиздат», 1998. – 200 с.
128. Аль-Эзеридж Х.А. Определение жесткости турбобура // Нефть и газ. – 1968. – № 3. – С. 29 – 30.
129. Каплун А.Б. ANSYS в руках инженера / А.Б. Каплун, Е.М. Морозов, М.А. Олферьева. – М.: «Едиториал УРСС», 2003. – 272 с.
130. Чигарев А.В. ANSYS для инженеров / А.В. Чигарев, А.С. Кравчук, А.Ф. Смалюк. – М.: «Машиностроение-1», 2004. – 512 с.
131. Шумова З.И. Справочник по турбобурам / З.И. Шумова, И.В. Собкина. – М.: «Недра», 1970. – 192 с.
132. Гусман М.Т. Расчет, конструирование и эксплуатация турбобуров / М.Т. Гусман, Б.Г. Любимов, Г.М. Никитин и др. – М.: «Недра», 1976. – 368 с.
133. 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 // Новые технологии для ТЭК Западной Сибири: Сб. науч. тр. – Тюмень: Изд-ко-полиграф. центр «Экспресс», 2005. – Т. 2. – С. 39 – 42.
134. Гречин Е.Г. Метод проектирования неориентируемых компоновок на основе использования их расчетных характеристик // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 3. – С. 14 – 20.
135. Шацов Н.И. Бурение нефтяных и газовых скважин / Н.И. Шацов, В.С. Федоров, С.М. Кулиев. – М.: «Гостопттехиздат», 1961.
136. Гулизаде М.П. Методика определения размеров центратора с учетом требований искривления ствола скважины и предотвращения желобообразования / М.П. Гулизаде, С.А. Оганов, И.З. Гасанов, С.М. Джалалов // Нефть и газ. – 1978. – № 4. – С. 21–24.
137. Оганов С.А. К определению бокового усилия на долоте при проводке наклонных скважин турбобуром с центратором при учете податливости грунта / С.А. Оганов, Н.А. Марабаев, С.М. Чудновский и др. // Нефть и газ. – 1978. – № 3. – С. 31–35.
138. Оганов С.А. Исследование КНБК с двумя центраторами / С.А. Оганов, И.С. Цыбульский // Теория и практика бурения наклонных скважин: Сб. науч. тр. – Баку: АЗИНЕФТЕХИМ, 1985. – С. 9 – 14.
139. Воевидко И.В. Метод проектирования неориентированных компоновок низа бурильной колонны / И.И. Чудык, О.М. Лев // Строительство

- нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2002. – № 11. – С. 17 – 19.
140. Абиян Х.Л. Турбобур для бурения горизонтальных скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1999. – № 11/12. – С. 42 – 44.
141. Абиян Х.Л. Совершенствование конструкции современных турбобуров // Бурение и нефть. – 2002. – № 7. – С. 24 – 26.
142. Буслаев В.Ф. Основные направления развития и совершенствования буровых работ на месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / В.Ф. Буслаев, С.В. Каменских, В.В. Михарев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2004. – № 11. – С. 7 – 10.
143. Пат. 2 291 267 РФ, С1 Е 21 В 7/08. Компоновка низа бурильной колонны / Е.Г. Гречин, В.П. Овчинников, К.Е. Панов, С.Г. Атрасев (Россия). – № 2005117762/03; Заявлено 08.06.2005; Опубл. 10.01.2007, Бюл. № 1.
144. Самедов В.Н. Основные причины характерного износа лопастей калибратора при бурении наклонных скважин // Теория и практика бурения наклонных скважин: Сб. науч. тр. – Баку: АЗИНЕФТЕХИМ, 1989. – С. 69 – 71.
145. Белоруссов В.О. Исследование износа центраторов и наддолотных калибраторов на стенде-буровой / В.О. Белоруссов, Г.И. Дранкер // Нефтяное хозяйство. – 1985. – № 1. – С. 16 – 19.
146. Пат. 2 298 630 РФ, С2 Е 21 В 7/08, Е 21 В 17/10. Калибратор конический в компоновке бурильной колонны / Е.Г. Гречин, В.П. Овчинников, К.Е. Панов, С.Г. Атрасев (Россия). – № 2005119074/03; Заявлено 20.06.2005; Опубл. 10.05.2007, Бюл. № 13.
147. Басарыгин Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. пособие для вузов / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Просёлков; Рец.: каф. нефтегазового промысла Кубанского гос. технологического ун-та, д-р техн. наук, профессор В.Г. Гераськин, д-р техн. наук, профессор И.П. Дороднов. – М.: ООО Недра-Бизнесцентр, 2001. – 679 с.
148. Волгабурмаш. Буровые долота / ОАО «Волгабурмаш. – Самара: 2007. – 46 с.
149. Каталог продукции. ВНИИБТ-Буровой инструмент / Группа компаний «Интегра». – Пермь: 2008. – 38 с.

150. Янтурин Р.А. О проектировании КНБК для безориентированного управления траекторией ствола наклонных и горизонтальных скважин / Р.А. Янтурин, А.Ш. Янтурин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2006. – № 9. – С. 5 – 9.
151. Прохоренко В.В. Искривление ствола скважины при бурении двигателями-отклонителями с двумя центраторами // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 12. – С. 4 – 6.
152. Прохоренко В.В. Отклоняющие КНБК для бурения направленных скважин комбинированным способом // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 5. – С. 5 – 11.
153. Емельянов П.В. Компоновки с центраторами – эффективное средство управления искривлением наклонных скважин // Повышение эффективности строительства скважин в Западной Сибири: Сб. науч. тр. – Тюмень: СибНИИНП, 1989. – С. 3 – 10.
154. Гречин Е.Г. Расчет двухцентраторных компоновок с учетом условий бурения скважин в Западной Сибири / Е.Г. Гречин, В.П. Овчинников // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 4. – С. 4 – 7.
155. Гречин Е.Г. Устойчивость неориентируемых компоновок низа буровой колонны / Е.Г. Гречин, В.П. Овчинников // Электронный журнал «Нефтегазовое дело». – www.ogbus.ru. – Уфа.: УГНТУ. – 13.04.2007. – С.1 – 13.
156. Гречин Е.Г. Неориентируемые компоновки с винтовым забойным двигателем и передвижными центраторами / Е.Г. Гречин, В.П. Овчинников // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 2. – С. 46 – 48.
157. Воевидко И.В. Разработка пассивных неориентируемых компоновок низа буровой колонны (КНБК) // Нефть и газ Западной Сибири: Материалы Междунар. науч.- технич. конф. г. Тюмень 12.11.2003. – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2003. – С. 68 – 70.
158. Методы расчёта неориентируемых компоновок низа буровой колонны: Монография / Е.Г. Гречин, В.П. Овчинников, В.Г. Долгов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2006. – 120 с.
159. 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 Си-

- бири: Сб. науч. тр. – Тюмень: Изд-ко-полиграф. центр «Экспресс», 2005. – Т. 2. – С. 46 – 50.
160. Гречин Е.Г. Анализ опыта применения неориентируемых компоновок, включающих забойный двигатель уменьшенного диаметра / Е.Г. Гречин, В.П. Овчинников, К.Е. Панов // Новые технологии для ТЭК Западной Сибири: Сб. науч. тр. – Тюмень: Изд-ко-полиграф. центр «Экспресс», 2005. – Т. 2. – С. 35 – 38.
161. Гречин Е.Г. Установление взаимосвязи между промысловыми данными и результатами теоретических расчетов компоновок для наклонного бурения» / Е.Г. Гречин, В.П. Овчинников, И.Ю. Крюков И.Ю // Новые технологии для ТЭК Западной Сибири: Сб. науч. тр. – Тюмень: Изд-ко-полиграф. центр «Экспресс», 2005. – Т. 2. – С. 51 – 54.
162. Гречин Е.Г. Анализ работы стабилизирующих компоновок на скважинах Уренгойского газоконденсатного месторождения / Е.Г. Гречин, В.П. Овчинников, К.Е. Панов // Бурение и нефть. – М. – 2005. – № 5. – С. 29 – 31.
163. Гречин Е.Г. Применение методов математической статистики к анализу промысловых данных о работе компоновок на месторождениях Уренгойской группы / Е.Г. Гречин, В.П. Овчинников, С.Г. Атрасев и др. // Бурение и нефть. – М. – 2006. – № 7/8. – С. 14 – 15.
164. Большев Л.Н. Таблицы математической статистики / Л.Н. Большев, Н.В. Смирнов. – М.: «Наука», 1965. – 474 с.
165. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика. – М.: «Высшая школа», 2005. – 480 с.
166. Гречин Е.Г. Исследование роли центраторов в типовых компоновках методами математической статистики / Е.Г. Гречин, В.П. Овчинников, С.Г. Атрасев, А.В. Будько, А.Л. Каменский // Совершенствование процессов строительства скважин: Сб. науч. тр. ин-та Нефти и газа. – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2006. – С. 23 – 26.
167. Макарова Н.В. Статистика в Excel / Н.В. Макарова, В.Я. Трофимец. – М.: «Финансы и статистика», 2002. – 266 с.
168. Панов К.Е. Разработка и совершенствование технических средств и технологий для бурения наклонно-направленных, пологих и горизонтальных скважин: Дис. ... канд. техн. наук: 25.00.15. – Тюмень, 2006. – 112 с.

169. Фрыз И.М. Компоновки и устройства для бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин / И.М. Фрыз, В.Ю. Близиных, Н.И. Фрыз // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1998. – № 8/9. – С. 5 – 7.
170. Гречин Е.Г., Овчинников В.П. Рекомендации по изменению геометрических параметров типовых стабилизирующих компоновок, применяемых на месторождениях Западной Сибири / Е.Г. Гречин, В.П. Овчинников // Бурение и нефть. – М. – 2007. – № 2. – С. 14 – 16.
171. Гречин Е.Г. Анализ результатов испытаний компоновки с тремя центраторами / Е.Г. Гречин, В.П. Овчинников, А.В. Бudyко, А.Л. Каменский, С.Г. Атрасев // Совершенствование процессов строительства скважин: Сб. науч. тр. ин-та Нефти и газа. – Тюмень: Изд-во Тюм-ГНГУ, 2006. – С. 79 – 83.
172. Гречин Е.Г. Аналитический подход к изучению производственного опыта применения неориентируемых компоновок с тремя центраторами // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 6. – С. 8 – 13.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСОВ РАСЧЕТА И ПРОЕКТИРОВАНИЯ НЕОРИЕНТИРУЕМЫХ КОМПОНОВОК НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	6
1.1. Расчетные модели процесса искривления скважины и компоновки низа бурительной колонны.....	6
1.2. О проектировании компоновок, их усовершенствовании и конструкциях центраторов.....	14
1.3. Состояние направленного бурения в Западной Сибири.....	23
2. АНАЛИЗ МЕТОДОВ РАСЧЁТА И СИСТЕМА РАСЧЁТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК НЕОРИЕНТИРУЕМЫХ КОМПОНОВОК.....	28
2.1. Расчет компоновок методом интегрирования дифференциального уравнения упругой линии	28
2.2. Пример расчета компоновки в программе «MathCAD».....	30
2.3. Влияние осевой нагрузки и кривизны оси скважины на отклоняющую силу на долоте.....	32
2.4. Методика расчета компоновок с использованием уравнений трёх моментов	37
2.5. Метод начальных параметров.....	44
2.6. Метод конечных разностей	47
2.7. Метод конечных элементов.....	48
2.8. Эпюры поперечных сил и изгибающих моментов	60
2.9. Метод возможных перемещений долота	63
2.10. Расчетные характеристики неориентируемых компоновок.....	67
2.10.1. Детерминированные модели расчёта компоновок.....	67
2.10.2. Система расчетных характеристик.....	68
2.10.3. Устойчивость неориентируемых компоновок	69
2.10.4. Направление и величина реакций на центраторах	74
2.10.5. Возможное поперечное перемещение долота	74
2.10.6. Сближение роторов со статорами турбобура	75
2.10.7. Прогиб направляющего участка КНБК.....	76
2.10.8. Прогиб компоновки между центраторами.....	76

3. КОМПОНОВКИ С КАЛИБРАТОРОМ	
ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ЗЕНИТНОГО УГЛА	77
3.1. Расчет компоновки с помощью уравнений трех моментов.....	77
3.2. Расчет методом начальных параметров в «Maple»	79
3.3. Реакции на долоте и калибраторе.....	84
3.4. Расчет компоновки с учетом кривизны оси скважины.....	86
3.5. Применение метода возможных перемещений долота	88
3.6. Компоновка с забойным двигателем уменьшенного диаметра	89
3.7. Показатели устойчивости компоновок с калибратором	96
4. КОМПОНОВКИ С ОДНИМ ЦЕНТРАТОРОМ	101
4.1. Критический диаметр калибратора	101
4.2. Прогибы и углы поворота оси КНБК.....	109
4.3. Стабилизирующие компоновки ОНКС	112
4.3.1. Расчет геометрических параметров	112
4.3.2. Устойчивость компоновок ОНКС	116
4.4. Анализ основных положений инструкции СИБНИИНП	119
4.5. Компоновки ОНКА и ОНKF	122
4.5.1. Расчеты ОНКА	122
4.5.2. Компоновки ОНКА и ОНKF с долотами PDC.....	127
4.5.3. Компоновки ОНКА и ОНKF с долотами диаметром 295,3 мм.....	130
4.5.4. Компоновки ОНКА с долотами PDC и двигателем Д-172.....	131
4.5.5. Устойчивость ОНКА.....	132
4.5.6. Маятниковая компоновка	135
5. КОМПОНОВКИ С ДВУМЯ ЦЕНТРАТОРАМИ.....	137
5.1. Компоновки, спроектированные по критерию полной стабилизации зенитного угла	138
5.1.1. Расчеты компоновок ДНКС	139
5.1.2. Устойчивость ДНКС к изменению зенитного угла.....	143
5.1.3. Реакции на долоте и центраторах	145
5.1.4. О стабилизации азимута скважины с использованием- компоновок ДНКС. Показатели устойчивости ДНКС.....	147
5.1.5 Компоновка с винтовым забойным двигателем.....	150
5.1.6. Компоновки ДНКС с долотами диаметром 295,3 мм и долотами PDC	157
5.2. Компоновки, спроектированные по критерию равенства нулю реакции на долоте.....	159

5.2.1. Геометрические параметры ДНКА	159
5.2.2. Устойчивость компоновок ДНКА к изменению зенитного угла	162
5.2.3. Устойчивость ДНКА к изменению диаметров скважины и центраторов	167
5.2.4. Реакции на долоте и центраторах	167
5.2.5. Расчёты прогибов и углов поворота сечений компоновок ДНКА	168
5.2.6. Компоновки ДНКА и ДНКФ с забойным двигателем Д-172	171
5.2.7. Геометрические параметры компоновок ДНКА с долотом диаметром 295,3 мм и передвижными центраторами	179
5.3. Проектирование компоновок ДНКА с долотами PDC с учётом расположения центраторов	181
5.4. Проектирование компоновок ДНКФ с долотами PDC, исходя из расположения центраторов	187
5.5. Проектирование ДНКФ с плавающим верхним центратором	193
6. ПРОМЫСЛОВЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ РАБОТЫ НЕОРИЕНТИРУЕМЫХ КОМПОНОВОК НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ	197
6.1. Работа компоновок для набора зенитного угла на скважинах Уренгойской группы месторождений	197
6.2. Анализ промысловых данных о работе стабилизирующих НК	205
6.3. Работа стабилизирующей компоновки с ниппельным СТК и калибратором уменьшенного диаметра	210
6.4. Исследование работы неориентируемых компоновок с «плавающими» центраторами	214
6.5. Анализ производственного опыта применения неориентируемых компоновок с тремя центраторами	223
ЛИТЕРАТУРА	235
СОДЕРЖАНИЕ	252

Е.Г. Гречин, В.П. Овчинников

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ
ДЛЯ БУРЕНИЯ ИСКРИВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Сдано в набор 01.03.2011. Подписано в печать 25.03.2011
Гарнитура «Таймс Нью Роман». Бумага мелованная. Печать офсетная.
Формат 60х84/16. Объем 16 п.л. Заказ №5281. Тираж 300 экз.
Издательско-полиграфический центр «Экспресс»
г. Тюмень, ул. Мельникайте, 123 А, стр. 3.
Тел./факс: (3452) 41-99-30, 4199-82

Отпечатано в типографии ООО ИПЦ «Экспресс»