

сибирский федеральный университет Siberian Federal University

# В. В. Нескоромных

ИСКРИВЛЕНИЕ СКВАЖИН В АНИЗОТРОПНЫХ ГОРНЫХ ПОРОДАХ Министерство образования и науки Российской Федерации Сибирский федеральный университет

В. В. Нескоромных

## ИСКРИВЛЕНИЕ СКВАЖИН В АНИЗОТРОПНЫХ ГОРНЫХ ПОРОДАХ

Монография

Красноярск СФУ 2017 УДК 622.243.27 ББК 33.131.066 H552

#### Рецензенты:

*А. Г. Вахромеев*, доктор геолого-минералогических наук, заведующий геологическим отделом ООО «РН-Бурение»;

П. С. Пушмин, кандидат технических наук, доцент кафедры «Нефтегазовое дело» Иркутского национального исследовательского технического университета

#### Нескоромных, В. В.

H552 Искривление скважин в анизотропных горных породах : монография / В. В. Нескоромных. – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2017. – 204 с.

ISBN 978-5-7638-3637-0

Приведены результаты теоретических, экспериментальных работ по исследованию механики разрушения анизотропных горных пород при бурении скважин. Описана аналитическая модель процесса естественного искривления скважин. На основе положений разработанной теории искривления скважин предложены новые буровые инструменты и конструкции технических средств для снижения интенсивности естественного искривления скважин в анизотропных горных породах.

Предназначена для инженерно-технических работников, занятых бурением скважин и разработкой новых технологий и технических средств для бурения.

Электронный вариант издания см.: http://catalog.sfu-kras.ru УДК 622.243.27 ББК 33.131.066

ISBN 978-5-7638-3637-0

© Сибирский федеральный университет, 2017

### ВВЕДЕНИЕ

Породоразрушающее воздействие на анизотропные горные породы характеризуется неравномерностью напряжений и деформаций в различных точках, что при бурении создает условия для естественного искривления скважин, формирования стволов некруглого сечения, разрушения и заклинивания керна.

Анизотропия горных пород существенно влияет на механическую скорость и другие показатели бурения при пересечении толщи пород под различными углами к слоистости или сланцеватости.

Таким образом, при бурении анизотропных горных пород наблюдается снижение показателей бурения, прежде всего разведочного, для которого важнейшими составляющими геологического задания является высокий выход кернового материала и проводка скважины по заданной траектории с подсечением рудных залежей в достаточно узких пределах возможных отклонений.

Значительная часть горных пород – осадочных, метаморфизованных и магматических, являются анизотропными, а исследование процессов их разрушения, прежде всего применительно к проблеме направленного бурения, стало актуальной и продуктивной задачей.

В монографии представлены результаты теоретических и экспериментальных исследований механизма разрушения анизотропной горной породы, а также разработки технических средств для проходки скважин заданного направления этих породах, выполненные в разные годы.

## Глава 1 ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА РАЗРУШЕНИЯ АНИЗОТРОПНЫХ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ ВРАЩАТЕЛЬНОМ БУРЕНИИ СКВАЖИН ЗАДАННОГО НАПРАВЛЕНИЯ

# 1.1. Характеристика горных пород, обладающих анизотропией физико-механических свойств

К основным геологическим условиям, влияющим на искривление скважин, относят слоистость, сланцеватость, флюидальность, ориентированное расположение в породе кристаллов отдельных минералов, трещиноватость, пористость, перемежаемость слоев различной твердости, зоны дробления, разломы, пустоты, твердые включения.

Горные породы по специфике влияния на направление скважин подразделяются на относительно изотропные, анизотропные, перемежающиеся по твердости.

Изотропные горные породы не оказывают какого-либо решающего влияния на искривление скважин, а механизм искривления определяется в основном действием буровых технических и технологических факторов. Это чаще всего породы осадочного и магматического происхождения. Для изотропных горных пород характерно равенство параметров физикомеханических свойств во всех направлениях.

Большинство горных пород в результате горного давления, температуры и процессов складкообразования подвергаются тем или иным изменениям. В процессе образования и последующего преобразования они становятся неоднородными, кристаллизуются, приобретают сланцеватость, кливаж, трещиноватость. Такие породы являются *анизотропными*, с ярко выраженной неоднородностью физико-механичесикх свойств.

Анизотропия (от греч. *anios* – неравный и *tropos* – свойство) – неодинаковость физических свойств (теплопроводность, скорость прохождения упругих волн, твердость и буримость) горных пород (иных твердых тел) по различным направлениям.

Анизотропией обладают некоторые природные материалы, в том числе многие кристаллы, древесина, а также продукты человеческой деятельности. Металлы, например, подобно горным породам, испытывают напряжения и действие температур при ковке, штамповке, прокатке, поверхностном упрочнении и др.

Анизотропными могут быть любые породы: магматические, осадочные или метаморфические. При этом анизотропия бывает присуща породам с момента их образования (генетическая анизотропия), а может появиться в процессе изменения, чаще всего при динамометаморфизме (тектоническая анизотропия).

Анизотропию магматических горных пород, равно как и других пород, внешне можно оценить через текстуру.

*Текстура* (от лат. *textura* – ткань, строение) – характеристика степени и особенностей неоднородности горных пород, проявляющихся в форме, взаимном расположении и ориентировке минеральных агрегатов.

Магматические породы образуются при подъеме магмы из недр Земли и остывании на её поверхности или в глубине.

Они могут иметь однородную или директивную текстуру. Если порода на различных участках имела одинаковые условия кристаллизации, то она характеризуется однородной текстурой и изотропией свойств. При этом не наблюдается какой-либо преимущественной ориентировки породообразующих минералов.

Директивные текстуры образуются в магматических породах в том случае, если в текущей или остывающей магме происходит одинаковая ориентировка минералов, имеющих уплощенную или вытянутую форму, а также образование слоев различного состава. Ориентировка кристаллов магнитных минералов происходит под влиянием магнитного поля Земли. Известно, что упорядочиванию магнитных моментов подвержены даже изометрические зерна кристаллов.

Среди директивных текстур выделяются линейные, трахитоидные, полосчатые и флюидальные. Породы, обладающие этими текстурами, как правило, характеризуются анизотропией свойств.

Линейная текстура может наблюдаться в горных породах, включающих призматические минералы, если они ориентированы своими длинными осями в направлении движения магмы.

Трахитоидная текстура появляется при концентрации уплощенных и таблитчатых минералов в субпараллельных плоскостях, называемых плоскостями трахитоидности, расположение которых обычно задается направлением движения потока магмы.

Полосчатая текстура характеризуется чередованием в горной породе субпараллельно расположенных полос или слоев различного состава и структуры, образованных направленным движением охлаждающейся магмы.

Флюидальная текстура (рис. 1.1) – текстура изверженной породы, сформированная в процессе отверждения движущейся жидкой лавы, характеризуется наличием очень мелких игольчатых и пластинчатых кристаллов, включенных в вулканическое стекло и ориентированных длинной стороной в определенном направлении, обычно вдоль направления движения лавы.



Рис. 1.1. Спекшийся туф с заполнением трещин гидроокислом железа по плоскостям

Осадочные породы образуются за счет разрушения материнских (уже существующих) пород, переноса продуктов разрушения и появления осадков. Осадок постепенно превращается в плотную, а часто и сцементированную породу. Попадая на глубокие подземные горизонты, осадочные породы изменяются и превращаются сначала в метаморфизованные осадочные породы (глинистые и другие сланцы, песчаники, кварциты), а затем в метаморфические (кристаллические сланцы, гнейсы и др.).

К числу важнейших первичных текстур осадочных пород относятся все проявления слоистости.

Слоистость – строение горных пород в виде налегающих один на другой слоёв, различающихся минеральным составом, цветом, особенностями слагающих породы частиц и другими признаками.

По положению залегающих слоев слоистость может быть горизонтальной, косой, изогнутой, комплексной и др.

Слоистость (рис. 1.2) образуется благодаря обособлению слоев различной толщины и плотности, что связано с изменением режима осадконакоплений, со сменой времени года, климата, других природных условий осадконакопления, например изменением глубины водоема.



Рис. 1.2. Слоистый песчаник

Метаморфические горные породы возникают в результате преобразования горных пород под воздействием температуры, горного давления и химической активности минерализованных растворов. Процессы метаморфизма часто сопровождаются изменением химического состава пород, нарушением имеющихся и созданием новых текстур и структур. К числу главных видов метаморфических пород относятся различные сланцы (глинистые, кристаллические и др.), гнейсы, мраморы, магматиты, кварциты, роговики и др. Наиболее анизотропны метаморфические горные породы с полосчатой и сланцеватой текстурой.

Процессы метаморфизма вызывают усиление слоистой текстуры осадочных пород, увеличивая степень их анизотропии. В других случаях анизотропия метаморфизованных пород связана с рассланцеванием и появлением чешуйчатых, листоватых, пластинчатых минералов, а также удлиненной формы, расположенных субпараллельно.

Можно, например, наблюдать упорядоченную ориентировку удлиненных кристаллов в одних и хаотичное расположение в других образцах байкальских мраморов. При этом в первом случае отмечалась значительная анизотропия прочностных свойств мрамора, а во втором – порода была практически изотропна, что получило отражение в форме окатывания этих образцов в горной реке: один имел форму эллипсоида вращения, вытянутого длинной осью в направлении наклона удлиненных кристаллов, другой – практически идеального шара [23].

В метаморфических породах часто наблюдаются сланцеватость и кливаж. Эти два структурных элемента почти всегда являются верными признаками анизотропии горных пород.

Сланцеватость – способность горных пород относительно легко раскалываться при ударе параллельно определенной плоскости. Слоистость возникает в результате укладки плоских минералов субпараллельно. При этом образуются плоскости делимости.

*Кливаж* (от франц. *clivage* – расслаивание, расщепление) – сеть параллельных поверхностей с ослабленными в результате пластической деформации связями между частицами породы, по которым она может раскалываться на тонкие пластины.

Кливаж хорошо прослеживается в породах, испытавших сжатие при образовании горной складки, и может развиваться параллельно основной структуре месторождения. В некоторых случаях возникает веерообразный кливаж по отношению к замку складки. Степень кливажирования горных пород определяет их анизотропию, а направление кливажа – возможное направление естественного искривления проектируемых скважин [15].

Крайне не удобен с позиции направленного бурения скважин кливаж в том случае, если он сечет напластование под каким-либо углом (веерное распространение кливажа в областях, близких к замкам складки). В подобных случаях направленное бурение осложняется тем, что скважины проектируются вкрест простирания слоев породы и рудного тела, а направлением естественного их искривления будет направление, совпадающее с направлением вкрест простирания кливажа и не совпадающее с проектным направлением [15].

Показатели анизотропии различных горных пород могут варьировать в пределах от 1,05 (слабая анизотропия) до 1,25 (средняя) и 1,8–2,0 (сильная анизотропия горных пород). Работы по определению степени анизотропии горных пород Лениногорского рудного района (Казахстан), выполненные В. Д. Ларионовым, показали, что анизотропия по твердости максимальна в вулканогенных туфах-туффитах, когда показатель анизотропии  $K_{\rm T} = 1,22-1,83$ , а средняя и наименьшая – в осадочных при  $K_{\rm T} = 1,17-1,27$  и магматических породах при  $K_{\rm T} = 1,06-1,08$  [28, 41].

Анизотропия горных пород может существенно отличаться в зависимости от степени их метаморфизма. На основании выполненных Л. В. Близнецом исследований анизотропии пород, подвергшихся метаморфизму разной степени, установлено, что все показатели анизотропии (по твердости, упругости) этих групп пород (по степени метаморфизма) в направлении вдоль напластования превышают аналогичные в направлении, перпендикулярном к напластованию в 1,15–1,5 раза. Коэффициенты анизотропии полностью соответствуют изменению прочностных свойств одних и тех же пород, подвергшихся разной степени метаморфизма [28, 41].

Большое значение имеет также анизотропия за счет порового пространства, соответствующая, как правило, внешней анизотропии кристаллов, то есть это пористость, ориентированная в направлении слоистости, сланцеватости, флюидальности и др.

Ориентировка пористости вдоль текстурных элементов породы определяет её повышенную деформируемость в направлении перпендикулярно слоистости, сланцеватости и таким образом может влиять на процессы разрушения анизотропной породы, определяя степень неравномерности и асимметрию объемов деформации и скалывания. Проникновение бурового раствора в направлении пористости (слоистости) также существенно влияет на эффективность разрушения породы, что обусловливает некоторую асимметрию породоразрушающего воздействия бурового инструмента на породу при бурении.

Величина пористости тесно связана с вещественным составом горных пород, размерами, формой и упаковкой зёрен породы. В осадочных породах пористость может достигать 35 % объема породы, в вулканогенноосадочных (туфопесчаники, туффиты) и метаморфических – 5–20 %, в магматических – не более 5 %.

Упругопластическое деформирование породы – изначальный и непременный акт её разрушения. Строение анизотропной горной породы, а также иные особенности, например форма кристаллов минералов, слагающих её каркас, определяют особенности деформационных процессов.

При деформировании породы в направлении перпендикулярно к плоскости слоистости (сланцеватости) суммарная податливость контактов входит в общую деформацию образца. При большем количестве первичных прослойков эта деформация значительна, а модуль упругости  $E^{\perp}$ ,

рассчитанный как соотношение усилия и деформации, будет существенно ниже, чем при деформации образцов массивной структуры.

При деформации породы в направлении, параллельном слоистости (сланцеватости), усилия развиваются вдоль слоев, зоны контактов в этом случае не участвуют в деформировании и жесткость образца определяется работой на сопротивление более прочных слоев, у которых модуль упругости выше, чем у мягких слоев, заключенных между ними.

Сказанное выше целесообразно проиллюстрировать механическими моделями основных типов анизотропии горных пород. Так, например, транстропные горные породы, обладающие плоскостью изотропии, могут соответствовать модели в виде плоских жестких и упругих пластин, соединенных в плоскопараллельную структуру при помощи пружин равной и неравной жесткости (С1, С2, С3 на рис. 1.3, а). Такие породы обладают равными значениями параметров прочности, упругости, деформируемости или буримости в направлении осей ОУ и ОZ. В направлении же оси ОХ параметры прочности или упругости, как правило, ниже, а буримость и деформируемость будут соответственно выше, чем в направлении осей OY и OZ, поскольку податливость образца в данном случае определяется возможностью деформирования пружин, которые моделируют более мягкие податливые слои. Для таких пород поверхность прочности чаще всего близка к поверхности эллипсоида или параболоида вращения. Подобный тип анизотропии связан в основном с осадочными горными породами, в которых закономерное чередование различных по составу или размеру зерен обычно плоских слоев обусловлено изменением условий формирования породы.

Породы ортогональной анизотропии, обладающие тремя плоскостями симметрии, представляются уже более сложными (рис. 1.3, б), поскольку податливо-упругие связи в виде пружин появляются также и в плоскости жестких пластин или брусков. При этом возможны различные варианты моделирования анизотропной породы за счет варьирования ширины (а) и толщины (в) пластин и соотношения жесткости пружин. В данном случае во всех трех направлениях в соответствии с координатными осями будут отмечены различные прочностные, упругие и деформационные характеристики. Породы с подобным типом анизотропии формируются под действием полей: магнитных, тепловых и напряжений. Исходный материал, подвергающийся внешним воздействиям, может быть изотропным, тогда воздействие полей приводит к образованию текстур, а в анизотропной породе оно может привести к изменению текстуры, ее перестройке. Текстуры подобного типа имеют широкое распространение в метаморфических горных породах, возникающих при динамометаморфизме – процессе, характерном для зон интенсивной складчатости. Известно, например, что даже изверженные породы способны течь в процессе деформации, образуя текстуры и структуры с линейной, плоскостной или линейно-плоскостной ориентировкой кристаллов.







Рис. 1.3. Схемы механических моделей основных типов анизотропии горных пород: транстропных (*a*) и ортотропных (*б*)

Редкий тип анизотропии отмечен при исследовании горных пород архейского возраста, поднятых со значительных глубин при бурении скважины СГ-3 [13]. В работе [13] отмечено, что упругая анизотропия кристаллических пород чаще всего является следствием длительно действующих палеонапряжений. При этом чаще всего скорость прохождения ультразвуковых волн выше в случае их движения в направлении сланцеватости или полосчатости, но в некоторых случаях отмечен обратный результат. Очевидно, порода, показавшая такой нестандартный результат, по текстуре соответствует модели, схема которой дана на рис. 1.3,  $\delta$ , но минералы, располагаемые вокруг пластин и смоделированные пружинами, обладают более высокой упругостью, чем минералы, выделенные на модели в виде пластин.

#### 1.2. Результаты исследований механизма разрушения анизотропных горных пород при вращательном бурении скважин заданного направления

Механизм искривления скважин отечественные и зарубежные специалисты определили как комплекс причин, задающих неравномерное разрушение забоя и стенок скважины. Особое внимание при этом всегда уделялось анизотропии физико-механических свойств горных пород.

С. С. Сулакшин [41], Ю. А. Боярко [2], А. Лубинский и Г. Вудс [15], Ю. Т. Морозов [20], А. Г. Калинин [10], В. Бредли [46], В. В. Кривошеев [15], А. Е. Колесников [12], В. П. Зиненко [9] и др. в своих работах показали, что анизотропия является основным фактором, обусловливающим искривление. Процесс набора кривизны определяется тем, что анизотропная порода оказывает максимальное сопротивление разрушению вдоль слоистости, слойчатости и сланцеватости, а минимальное – в перпендикулярном направлении. Последнее направление рядом специалистов [2, 15, 20, 41] называется линией наименьшего сопротивления (ЛНС) породы. Во всех промежуточных направлениях величина сопротивления оказывается заключенной между указанными экстремальными значениями сопротивления разрушению.

При оценке степени анизотропии горных пород известны два принципиальных подхода. Первый состоит в определении соотношения прямых и косвенных характеристик пород, таких как твердость, модуль упругости, величина упругой деформации и других физико-механических свойств, замеренных в различных направлениях относительно образца, что позволяет получить практически постоянное для породы значение показателя анизотропии. Второй подход основан на определении соотношения буримости породы в разных направлениях относительно слоистости или сланцеватости. В отличии от первого этот метод дает показатель или индекс анизотропии, зависящий не только от свойств породы, но и параметров режима бурения, типа инструмента и его рабочего состояния.

Первый подход связан с исследованием разнообразных свойств и особенностей анизотропии как твердых упругопластичных или упругохрупких сред. Для решения задач определения пространственного положения скважин необходимо знать условия и параметры разрушения породы в каждой точке забоя, стенки ствола скважины и керна. При этом нужно иметь в виду, что на характер разрушения влияет в первую очередь анизотропия твердости и упругости. Первая определяет направления и места максимальной и минимальной прочности, вторая – напряженное состояние в породе. Характер и направление более активного разрушения породы определяются пространственной ориентацией направления анизотропии этих показателей свойств, причем они, как часто отмечается, не всегда совпадают по абсолютному значению с направлением искривления скважин.

Кроме того, нужно учитывать также анизотропию коэффициентов трения как внешнего на контакте «резец – порода» при объемном разрушении и резании-скалывании породы, так и внутреннего в слоях породы при её упруго-пластичном деформировании.

Таким образом, вид, направление разрушения и, главное, силовые факторы как реакция на разрушающие силы и импульсы сил, которые определяют направление отклонения инструмента, его кинематику и как конечный результат направление, кривизну и форму поперечного сечения ствола скважины, определяются изначально взаимодействием различных анизотропий – упругости, прочности, твердости, трения, что требует оценки их совокупной анизотропии.

Второй подход чаще используется для прогноза искривления и решения конкретных прикладных задач. Г. Вудсом и А. Лубинским на основе бурового индекса анизотропии по буримости разработана методика выбора параметров буровых компоновок нижней части колонны для проходки скважин в анизотропных породах.

Сравнение двух подходов позволяет высказать еще раз предположение о необходимости комплексной оценки анизотропных свойств горных пород применительно к бурению. Данный подход должен учитывать анизотропию отдельных параметров, оказывающих решающее влияние на буримость горной породы. По данным ВИТР (Иванов А. В., Горин В. Н., 1972), буримость точно оценивается твердостью горных пород, а тесная корреляционная связь установлена между глубиной борозд разрушения при алмазном бурении и удельной контактной работой разрушения. По Л. А. Шрейнеру [28], последний показатель определяется формулой

$$A_{s} = \frac{\pi p_{\rm m}^{2} \left(1 - \mu^{2}\right) \mathcal{K}_{\rm m} r}{4E}, \qquad (1.1)$$

где  $p_{\rm m}$  – твердость горной породы;  $\mu$  – коэффициент Пуассона;  $K_{\rm пл}$  – коэффициент пластичности; r – радиус торца индентора, используемого при испытании согласно ГОСТ 12288–66, м; E – модуль упругости, Па.

Таким образом, очевидна степень влияния твердости, модуля упругости и показателя пластичности на буримость, а потому названные параметры следует учитывать при комплексной оценке анизотропии горных пород применительно к бурению.

Рассмотрим результаты некоторых исследований по оценке анизотропии и её влияния на процесс искривления скважин.

Ю. Л. Боярко [2] в своих работах показал особенности механизма разрушения анизотропных горных пород и предложил рассматривать эпюры разрушения под торцом бурового инструмента для объяснения природы зенитного искривления скважин. Эпюры разрушения, по Ю. Л. Боярко, выглядят в виде овала, ось которого не совмещается с осью торца инструмента, а смещена в направлении, противоположном направлению падения слоистости или сланцеватости горной породы.

Рассмотрев явление углубления забоя в анизотропных горных породах, Ю. Л. Боярко показал, что резцы инструмента, перемещаясь по забою, максимальное разрушение производят при движении в направлении слоистости или сланцеватости, а минимальное – в диаметрально противоположной точке забоя, поскольку «вектор полного разрушающего усилия» в первом случае направлен перпендикулярно слойкам (в направлении минимальной твердости и упругости и максимальной деформируемости), а во втором – вдоль слойков (максимальная твердость и упругость и минимальная деформируемость).

В. П. Рожков вслед за Ю. Л. Боярко исследовал анизотропию по твердости, предположив, что твердость более точный параметр, характеризующий процесс разрушения при бурении. Изучив анизотропию твердости, В. П. Рожков получил зависимость этого параметра прочности для анизотропных мраморов от угла встречи со слоистостью. Установленная зависимость соответствовала эллиптической функции.

Е. И. Быченков [4] экспериментально показал характер распределения линий деформаций и напряжений в призабойной зоне скважин для относительно изотропных пород, которые, как правило, имеют симметричную округлую форму вокруг забоя и охватывают прилегающую к нему область керна и стенок скважины. В результате исследований установлен прямо пропорциональный рост размеров области деформаций и напряжений по мере увеличения осевого усилия на инструмент и прямо пропорциональное снижение размеров этой области по мере роста частоты вращения коронки. Ю. Т. Морозов [20] на основании исследований Е. И. Быченкова высказал предположение о том, что в анизотропных породах, очевидно, области напряжений будут иметь асимметричный контур, что и является причиной неравномерного разрушения поверхности забоя, керна и ствола скважины.

Л. Г. Шолохов [43] разработал теорию искривления скважин в анизотропных породах, исследовав напряжения и особенности разрушения породы при вращательном бурении. Он доказывал, что в «однородно анизотропных горных породах сферы напряжения от действия сосредоточенной нагрузки представляют собой эллипсоиды неправильной формы, вытянутые в направлении меньших сопротивлений....». В работе [43] приведено уравнение ориентации «главного вектора поля предельного равного напряжения» (рис. 1.4, *a*). Полученное уравнение дает синусоидальную форму зависимости отклонения главного вектора поля равного напряжения от направления действия нагрузки (рис. 1.4, *б*):

$$\cos \delta_{\sigma} = \frac{K_{\rm a} e^{\cos \gamma} \cos^2 \gamma + \sin^2 \gamma e^{\sin \gamma}}{K_{\rm a} e^{2\cos \gamma} \cos^2 \gamma + \sin^2 \gamma e^{2\sin \gamma}},$$
(1.2)

где  $K_a$  – показатель анизотропии;  $\gamma$  – угол встречи направления приложения осевой силы и слоистости породы, град; e – основание натурального логарифма Непера.

Как следует из полученных данных (рис. 1.4,  $\delta$ ), существует критический угол  $\gamma_{\text{кр}}$ , при котором направление поля напряжения отклоняется в противоположную сторону от главного направления асимметрии.

Рассматривая особенности разрушения забоя скважины при вращательном бурении в анизотропных породах, Л. Г. Шолохов делает вывод о том, что за полный оборот инструмента глубина формирования поля предельного напряжения и его направление в любых точках забоя будут различны. Данное обстоятельство, по его мнению, и является основой неравномерного разрушения анизотропных пород при бурении.



Рис. 1.4. Поле напряжения в анизотропной породе (*a*) и график его отклонения (*б*) в зависимости от угла встречи с плоскостью анизотропии по Л. Г. Шолохову

Теория Л. Г. Шолохова не учитывает ряда важных факторов. Так, рассматривается сосредоточенная сила и не учитывается форма торца внедряемого в породу индентора (породоразрушающего элемента), что существенно влияет на контур и интенсивность поля механического напряжения в породе. В качестве характеристики физико-механических свойств горной породы используется абстрактное определение «сопротивление разрушению» без учета общепринятых и объективно существующих. Не учитывается совокупность влияния на процесс разрушения ряда основных параметров упругих и прочностных свойств горной породы. Л. Г. Шолоховым не обоснована геометрия поля равного напряжения через деформационно-прочностные и упругие характеристики породы, а рассмотренный процесс её разрушения не учитывает во взаимосвязи ряда этапов деформации (упругая, пластичная) и разрушения, что характеризует полученные результаты как абстрактные, усложняющие их использование при решении прикладных задач.

А. Е. Колесников в своих работах [12], ссылаясь также на исследования других специалистов, приводит данные о значении критического угла, который в зависимости от показателя анизотропии пород  $K_a$  рассчитывается по формуле

$$\gamma_{\rm \kappa p} = \operatorname{arctg} \frac{1}{K_{\rm a}}.$$
 (1.3)

В. Бредли [47], развивая ранее сформулированные положения теории Р. Макламора (1971) о механизме искривления скважин в анизотропных породах под действием боковой силы  $F_d$ , проводит экспериментальные работы по определению названной силы. Возникновение силы  $F_d$  он объясняет взаимодействием породоразрушающего элемента и борта лунки или борозды разрушения, образованной в породе.



Рис. 1.5. Экспериментальные зависимости отклоняющей силы *F*<sub>d</sub> от угла падения слоев породы (сланец *Green River*) по В. Бредли для клиновидного индентора:

1 – с углом приострения 60°; 2 – 30°

На рис. 1.5 воспроизведен график зависимости  $F_d = f(\theta_n)$  из работы В. Бредли. Графики получены для клиновидных резцов с углами приострения  $60^\circ$  и  $30^\circ$  (кривые соответственно 1 и 2). Верхняя часть графиков дает значение силы  $F_d$ , действующей в направлении отклонения ствола скважины перпендикулярно (вкрест) простирания, нижняя – вниз по падению слоистости.

Следует отметить, что характер кривых на рис. 1.5 в целом согласуется с фактическими закономерностями естественного искривления скважин, согласно которым при углах встречи меньше критических значений стволы скважин в анизотропных породах отклоняются в направлении падения слоев породы (слоситости или сланцеватости), а при углах встречи больше критического значения угла вкрест простирания слоев [19, 20, 41]. В то же время, по теории Р. Макламора, которую поддерживает В. Бредли, объяснить характер кривых, а именно их синусоидальность, сменой направления действия боковой силы вряд ли удастся, так как нельзя выявить причину смены направления отклоняющей силы и дать объяснение природы критического угла встречи. Многочисленные исследования [2, 19, 20 и др.] показали, что происходит опережающий скол борта лунки разрушения вдоль слоистости или сланцеватости породы независимо от угла встречи со слойками, а это предполагает постоянство направления силы  $F_d$  в сторону восстания слоистости.

Таким образом, теория Р. Макламора противоречит экспериментальным данным В. Бредли. Если же провести сравнение графиков на рис. 1.4,  $\delta$ и 1.5, то очевидна определенная сходимость теоретической и экспериментальной кривых, что указывает на реально существующую связь напряженного состояния анизотропной породы и проявляющихся в результате объемного разрушения дестабилизирующих силовых факторов, определяющих направление искривления стволов скважин. Результаты исследований В. Бредли позволяют сделать вывод о том, что степень напряженного состояния породы при разрушении, а также размер области ее упругопластического деформирования задают значение дестабилизирующей силы, воздействующей на инструмент. Так, для резца с углом приострения 60° усилие  $F_d$  оказалось выше, чем для резца с меньшим (30°) углом приострения.

Результаты экспериментальных исследований [6, 8] отклоняющей силы, возникающей при взаимодействии трехшарошечного долота с анизотропной горной породой, показали некоторые особенности процесса, характерные для данного типа бурового инструмента. Измерения были выполнены на стенде с тензометрическими датчиками усилия сопротивления разрушению породы на каждой шарошке и показали, что если при бурении изотропной породы силы сопротивлений на каждой шарошке равны между собой, а их результирующая равна нулю в любой момент времени углубления скважины (рис. 1.6, а), то при бурении анизотропной породы это соотношение сил сопротивления не выполняется, результирующая сила не равна нулю и играет роль отклоняющего дестабилизирующего усилия  $\Delta T$ , смещающего долото от первоначальной траектории поступательного движения с каждым новым оборотом долота вокруг оси вращения (рис. 1.6, б). При этом меняется и кинематическая характеристика работы долота, например увеличивается эффект проскальзывания шарошек по забою. На рис. 1.6, в даны кривые усилий  $N_1, N_2, N_3$  на каждой из трех шарошек за один оборот вращения долота на забое. Из графиков следует, что величина сопротивления разрушению породы на каждой шарошке изменяется с периодом в половину оборота.



в

Рис. 1.6. Векторы и графики усилий сопротивлений разрушению породы шарошками трехшарошечного долота при бурении: *а* – изотропной породы (геометрическая сумма сил сопротивления равна нулю); *б* – анизотропной породы (геометрическая сумма сил равна Δ*T*); *в* – усилия сопротивления разрушению *N*<sub>1</sub>, *N*<sub>2</sub>, *N*<sub>3</sub>, полученные экспериментально за один оборот долота на забое

Данные стендовые исследования [10, 28, 47] показали повышение отклоняющей силы по мере роста диаметра долота, а максимум этой силы получен при угле встречи слоев породы и оси инструмента, равном примерно 70°. При повышении числа, а также размеров породоразрушающих вставок на шарошках долота величина отклоняющей силы также увеличивается, что согласуется с данными В. Бредли [47]. При работе шарошечного долота наблюдаются и колебания величины отклоняющей силы, частота которых связана с числом шарошек долота.

И. Н. Страбыкин [38, 39] считал, что в анизотропных породах искривление скважин происходит вследствие особенностей механизма разрушения, а именно из-за асимметрии борозд разрушения на забое. Асимметрия единичных борозд придает забою скважины форму овала и способствует фиксации плоскости изгиба колонкового набора по нормали к плоскости наибольшей твердости породы. На овальность поперечного сечения ствола скважины указывает в своих работах также Ю. Т. Морозов [20]. С. С. Сулакшин [41] при анализе процесса естественного искривления скважин в анизотропных породах также рассматривает асимметрию разрушения её в некотором объеме под действием осевой силы и усилия резания–скалывания при перемещении резца вдоль и перпендикулярно плоскостей разделения слоистости. Поэтому, отмечает С. С. Сулакшин [41], забой скважины способен приобретать овальную форму со смещением центра в направлении восстания слоев до выхода инструмента на направление наименьшего сопротивления породы разрушению.

Новые данные о влиянии анизотропии горных пород на искривление скважин, форму сечения ствола скважины и другие показатели приведены в работе [13], где обобщены научные результаты исследований по материалам бурения Кольской сверхглубокой скважины.

В работе убедительно представлена тесная связь показателя анизотропии по упругости с формой сечения ствола и разработанностью ствола по диаметру: в интервалах залегания анизотропных пород стволы скважины имеют максимальную разработанность и овальность, а параметры последней (соотношение длин осей овала) часто согласуются с показателем анизотропии.

Параметры пространственного положения скважины СГ-3, формы её поперечного сечения непосредственно связаны с анизотропией пород. На рис. 1.7 приведены траектории четырех стволов СГ-3, пройденные в разное время и достигшие различных предельных глубин.

Анализируя траектории стволов СГ-3, авторы [13] приходят к выводу, что их поведение подчиняется закону залегания анизотропных горных пород, которые разделяются на девять геоблоков, различающихся параметрами пространственного положения плоскости и показателя анизотропии. Как следует из проекции скважины на горизонтальную плоскость, направление скважины практически совпадает с направлением вкрест простирания пород. Минимальное искривление скважины оказалось возможно в интервале 0–1440 м, где залегают относительно изотропные породы.

В дальнейшем ствол пересекает толщи пород вкрест их простирания. В интервале 6280–8480 м направление ствола I неустойчивое, так как здесь угол встречи γ близок к критическому значению или равен 0.

На глубине 10480–10680 м происходит резкое искривление, связанное с изменением азимута простирания существенно анизотропных пород с последующим поворотом ствола на 180°.

Второй ствол, забуренный на глубине 9850 м, практически повторяет траекторию предыдущего с той разницей, что в интервале 10600–11000 м ствол бурился в направлении простирания пород. Стволы III и IV также практически скопировали проекции стволов I и II в малом масштабе, под-твердив закономерность влияния анизотропии на искривление скважин.



Рис. 1.7. Проекция на горизонтальную плоскость траектории стволов Кольской сверхглубокой скважины (СГ-3)

В. П. Зиненко с соавторами [9] отмечает, что отклонение скважин от первоначального направления происходит в результате неравномерного разрушения забоя в его различных точках. Использовав уравнение эллипса для отображения векторной диаграммы свойств горной породы и приняв, что глубина погружения резцов в анизотропной породе зависит от пространственного их положения относительно плоскостей анизотропии, В. П. Зиненко [9] получил формулы расчета глубины внедрения породоразрушающих элементов в породу и из них вывел уравнение кривизны скважины. В последующем, приняв во внимание приращение угла встречи по мере набора кривизны, В. П. Зиненко получил зависимость для расчета общего угла искривления на интервале бурения анизотропной породы с постоянными свойствами.

Теория искривления скважин в анизотропной среде, разработанная В. П. Зиненко, не рассматривает особенности процесса искривления при углах встречи меньше критических, так как не учитывает причин отклонения инструмента в направлении падения слоистости или сланцеватости породы, что возможно лишь с позиций исследования напряженного состояния породы. В завершение исследования он делает вывод о том, что интенсивность искривления скважин определяется условиями вписываемости буровых снарядов в ствол, углом встречи с плоскостью максимальной анизотропии, формой торца инструмента, технологическим зазором, видом и направлением вращения инструмента и бурового снаряда, а потому полученная модель процесса искривления скважин не вскрывает всей природы механики формирования ствола скважины.

В связи с последними выводами В. П. Зиненко интересны результаты исследований специалистов Томского политехнического университета, которые показали [40], что ориентированный перекос шарнирной компоновки наиболее стабилен при бурении пород с большим значением показателя анизотропии, при углах встречи инструмента со слоистостью 45-60° и взаимно противоположных азимутальных направлениях ствола скважины и падения слоев горных пород. Направление же искривления чаще совпадает с направлением вкрест простирания слоистости с одновременным смещением вправо. Таким образом, очевидно наличие силового фактора, определяемого анизотропностью пород, который ориентирует инструмент в направлении набора кривизны. И этот силовой фактор максимален при углах встречи 45-60°. Полученные результаты вполне согласуются с данными об искривлении скважин в анизотропных породах в зависимости от угла встречи со слоистостью или сланцеватостью, например, приведенными в работах А. Е. Колесникова [12] и С. С. Сулакшина [41].

Специалисты ВНИИБТ В. Д. Поташников, Ю. С. Васильев и др. [34] связывают изменение направления скважин в анизотропных породах с действием отклоняющей силы, которая рассчитывается из зависимости

$$F_{\rm o} = 0.5 P_{\rm oc} h_{\rm a} \sin 2 (\theta_{\rm m} - \theta),$$
 (1.4)

где  $P_{oc}$  – осевая нагрузка на инструмент, даН;  $h_a$  – буровой индекс анизотропии;  $\theta_{n}$  – угол падения пластов, град;  $\theta$  – зенитный угол вектора механической скорости, град.

Поскольку выводы из работы [34] используются при обосновании параметров технологии направленного бурения, например Кольской сверхглубокой скважины [13], проанализируем данную работу подробнее.

При выводе основных уравнений не рассматривался процесс взаимодействия бурового инструмента с анизотропной породой, а полученное значение отклоняющей силы не учитывает упругости и диссипативных свойств горных пород. Очевидно, именно по этой причине основная формула из работы [34] – зависимость (1.4) не дает решения для ряда возможных значений угла встречи инструмента со слоистостью или сланцеватостью [21].

Буровой индекс анизотропии, введенный в теорию направленного бурения А. Лубинским и Г. Вудсом, использовался для решения общих и частных задач Дж. Бернгардом, М. П. Гулидзе, Л. Я. Сушоном, В. Г. Григулецким и др. Исследованием закона изменения механической скорости бурения анизотропных породах занимались Ю. Т. Морозов, Ю. Л. Боярко, В А. Е. Колесников, которые установили, что этот закон более всего соответствует эллиптической функции. Несколько иные результаты получены В. В. Кривошеевым [15]. Он установил соответствие закона изменения буримости анизотропной породы под разными углами к слоистости параболической функции, которую для упрощения расчетов аппроксимировал линейной зависимостью. В связи с этим, как утверждает В. В. Кривошеев, в пространстве изменение буримости для пород с двумя плоскостями изотропии соответствует форме двойного конуса, а не эллипсоиду вращения. Для пород с тремя плоскостями изотропии изменение буримости в пространстве соответствует форме искаженного октаэдра.

Анализ результатов исследований по формам распределения упругих, прочностных параметров, а также буримости относительно текстуры анизотропных горных пород позволяет сделать предположение о том, что соответствие какому-либо закону распределения определяется соотношением упругих характеристик горной породы в разных направлениях, а также неравенством коэффициентов внутреннего трения в слоях породы при деформировании. Так, если для изотропной породы упомянутое соотношение равно 1, а кривая, аппроксимирующая распределение параметров упругости, – участок окружности, то для умеренно анизотропных пород такой закон более всего может соответствовать эллипсу. Для чрезвычайно анизотропной породы (при соотношении параметров упругости около и более 2), очевидно, закон распределения может быть параболическим.

Если один из параметров прочности – твердость, или буримость, горной породы определять в разных направлениях относительно образца, то для двух взаимно перпендикулярных направлений можно построить соответствующую диаграмму этих параметров – плоскую или пространственную [2, 9].

На рис. 1.8 показаны диаграммы анизотропии горной породы по буримости двух- и трехмерные соответственно. Диаграмма анизотропии породы по твердости, или буримости, может соответствовать эллипсу в двухмерном отражении (рис. 1.8, a) или эллипсоиду, если используется трехмерное отображение параметра (рис. 1.8,  $\delta$ ).

Направление, соответствующее на схеме вектору ЛНС (линии наименьшего сопротивления), как правило, совпадает с направлением, перпендикулярным слоистости, сланцеватости или другим текстурным признакам. В этом направлении наблюдается максимальная скорость бурения.

На схеме (рис. 1.8, *a*) вектор  $v_{изот}$  соответствует случаю изменения скорости бурения для изотропных пород, для которых диаграммой анизотропии является окружность. При трехмерном изображении диаграммы она будет выглядеть как шар, поскольку значения скорости бурения во всех направлениях в данном случае будут равны.



Рис. 1.8. Диаграммы анизотропии горных пород по скорости бурения: *a* – в зависимости от угла φ между направлением вектора скорости *v*<sub>φ</sub> и ЛНС; *б* – эллипсоид анизотропии по буримости – *v*<sub>1</sub> = *v*<sub>max</sub>

Для анизотропных пород трехмерная диаграмма может быть в виде эллипсоида вращения, если скорости  $v_2$ ,  $v_3$  и  $v_1$  находятся в следующем соотношении:  $v_2 = v_3 < v_1$  (поперечное сечение диаграммы на рис. 1.8,  $\delta$  в этом случае будет иметь форму окружности). Диаграмма будет в виде трехосного эллипсоида, если выполняется условие  $v_1 > v_2 > v_3$  или  $v_1 > v_3 > v_2$  (поперечное сечение диаграмм на рис. 1.8,  $\delta$  в этом случае будет иметь вид овала).

Иллюстрацией приведенных диаграмм могут служить результаты исследований по оценке соответствия формы обломков, окатанных в реках горных пород, анизотропии их прочности [23]. При проведении данных работ учитывалось, что в горных реках обломки горных пород подвергаются интенсивной механической обработке и могут получать неравномерно окатанную вследствие анизотропии физико-механических свойств поверхность. В этом смысле окатанные обломки пород содержат информацию об анизотропии прочностных свойств горной породы и являются, по сути, моделями поверхностей прочности.

Так изометричная форма обломков в виде шара характерна для однородных магматических пород, отличающихся относительной изотропией. Такие обломки встречаются достаточно редко, что подтверждает сведения о том, что основная часть горных пород анизотропна.

Многие обломки, которые можно встретить в реках, имеют форму окатывания, близкую к эллипсоиду вращения, у них отмечены слоистость, сланцеватость, направление которых совпадает с большой осью эллипсоида.

Обломки третьего типа напоминают трехосный эллипсоид (плоские окатанные в реках камни). У которых достаточно ярко выражена сланцеватость и полосчастость в направлении длинной оси.

Форма обломков горных пород при их окатывании в реках определяется интенсивностью механической обработки по трем направлениям, которые связаны с ориентировкой полосчатости или сланцеватости, а значит, и прочностью образцов. В результате они приобретают различный размер по осям, а отношение размеров двух осей отражает в некоторой степени анизотропию породы в данных направлениях.

Проведенные нами испытания окатанных в реках образцов кристаллических горных пород на прочность вдоль и перпендикулярно слоям на растяжение и сжатие показали сходимость значений коэффициентов анизотропии по этим показателям с соотношением предельных размеров образцов по малой и большой осям. В случае когда образец был близок к форме шара, соотношение показателей прочности было близким к 1 [23].

Можно также наблюдать упорядоченную ориентировку удлиненных кристаллов в одних и хаотичное расположение кристаллов в других образцах байкальских мраморов. При этом в первом случае отмечалась значительная анизотропия прочностных свойств мрамора, а во втором – порода была практически изотропна, что получило отражение в форме окатывания этих образцов в горной реке: один имел форму эллипсоида вращения, вытянутого длинной осью в направлении наклона удлиненных кристаллов, другой – практически идеального шара.

На основании экспериментальных работ В. В. Кривошеевым обоснована силовая теория искривления скважин в анизотропных породах [15]. Названная теория определяет зависимость направления и кривизны скважины в первую очередь от величины сил, действующих на породоразрушающий инструмент со стороны породы в плоскости забоя. По В. В. Кривошееву сумма всех сил, действующих на коронку в плоскости забоя при бурении анизотропных пород, не равна нулю, а определяется как геометрическая сумма сопротивлений разрушению породы каждым из резцов. При этом равнодействующая этих сил располагается в центре коронки и направлена (при вращении вправо) в сторону восстания плоскостей слоистости или сланцеватости.

Использовав оригинальное решение при изготовлении образцов пород, он замерил отклоняющую силу при движении резцов алмазной коронки вслед сланцеватости и навстречу ей на специальном буровом стенде с подвижной платформой, на которой размещался исследуемый образец породы.

Результаты экспериментов показали, что сила сопротивления резанию породы в направлении навстречу плоскостей сланцеватости больше, чем в направлении вслед плоскостей сланцеватости, а дезориентирующее усилие нарастает практически по линейному закону по мере увеличения осевого усилия.

Повышение частоты вращения инструмента приводит к снижению дезориентирующего усилия.

Выявленные закономерности и зависимость дезориентирующей силы от параметров режима бурения В. В. Кривошеев объясняет изменением сил сопротивления породы и трения резцов о породу. Однако при анализе результатов работ В. В. Кривошеева напрашивается сравнение его выводов с данными Е. И. Быченкова [4] о влиянии осевой нагрузки на забой и частоты вращения инструмента на размеры зоны напряженного состояния горной породы под буровым инструментом (рис. 1.9), которое позволяет сделать заключение о непосредственной связи напряжений в породе и размеров зоны напряженного состояния породы с величиной дестабилизирующего усилия.



Рис. 1.9. Линии деформации и напряжений в породе под торцом коронок (а, б) и долота (в)



Рис. 1.10. Экспериментальная зависимость дестабилизирующего усилия Δ*T* от осевой нагрузки при частоте вращения алмазной коронки диаметром 36 мм – 400 мин<sup>-1</sup>: 1 – график получен по точкам замеров Δ*T*; 2 – усредненная кривая Δ*T* 

На рис. 1.10 приведена экспериментально полученная на специальном стенде в Томском политехническом университете зависимость дестабилизирующего усилия от осевой нагрузки.

В соответствии с приведенными результатами исследований связь усилия  $\Delta T$  с параметрами режима бурения определяется следующим:

– осевая нагрузка активно повышает усилие  $\Delta T$  за счет увеличения составляющих силы трения, при этом рост  $\Delta T$  наиболее активен на интервале упругого деформирования породы, предшествующего этапу пластического деформирования и объемного разрушения горной породы (при меньших значениях осевого усилия);

– повышение частоты вращения обеспечивает снижение усилия  $\Delta T$  за счет уменьшения размеров области напряжений и деформаций в породе.

Последний из приведенных выводов может иметь следующее объяснение. Согласно анализу напряженно-деформационного состояния анизотропной породы, сделанному ранее, снижение размеров поля механических напряжений и деформаций в породе приводит к уменьшению опрокидывающего момента и соответственно отклоняющего усилия, определяющего значение силы  $\Delta T$ . Снижение размеров области деформаций и напряжений в породе объясняется, очевидно, уменьшением глубины внедрения резцов в породу по мере увеличения частоты вращения при постоянной осевой нагрузке.

В. В. Кривошееву также принадлежат работы по исследованию зоны предразрушения в анизотропной породе, из которых следует вывод о преимущественном развитии трещин в направлении плоскостей скольжения. При изучении механизма разрушения анизотропной породы и оценке влияния анизотропии на направление и кривизну скважин одновременно важны как упругие, так и прочностные параметры породы и их анизотропия, а также значения коэффициентов трения – внешнего и внутреннего, причем важна совокупная оценка названных величин, а не их самостоятельное сравнение, поскольку конечный результат определяется изначально взаимодействием этих различных параметров.

Величина отклоняющей дестабилизирующей силы, воздействующей на инструмент, определяется степенью напряжений и размером зоны напряженного состояния горной породы и потому отмечен рост этой силы при повышении осевого усилия, увеличении площади торца инструмента, размеров породоразрушающих элементов и их числа, диаметра породоразрушающего инструмента.

Область напряжения и деформации в анизотропной породе при её разрушении под воздействием какого-либо механического напряжения характеризуется некоторой асимметрией, при этом допустимо утверждение о связи параметров асимметрии области напряженного состояния и деформации анизотропной породы с направлением действия отклоняющей силы. Поэтому важно выявить параметры асимметрии области напряженного состояния и деформации анизотропной породы и установить связь этих параметров ее с упругими, прочностными и иными свойствами, а также техническими и технологическими параметрами бурения.

#### 1.3. Исследование условий формирования ствола скважины при бурении изотропной горной породы

Искривление скважин, как уже отмечено ранее, по существу результат неравномерного разрушения горной породы в различных точках забоя и стенки ствола. Причиной этого явления может быть не только анизотропия горных пород, но и различные технические и технологические факторы. В связи с этим очевидна необходимость исследования различных аспектов механики разрушения горных пород с целью более глубокого изучения процессов искривления скважин.

На основе теорий деформирования и разрушения упругохрупких, упругопластичных сред и горных пород Ж. В. Буссинеска (1842–1929), контактных задач Г. Герца, К. А. Кулона (теория максимальных касательных напряжений), О. Мора, П. А. Ребиндера, Л. А. Шрейнера, Р. М. Эйге-

леса, В. С. Владиславлева, М. Р. Мавлютова и др. можно сформулировать ряд положений механики разрушения горных пород, важных для предстоящего исследования:

– предельное состояние, т. е. переход от упругой деформации к пластической под действием осевой силы наступает при контактной нагрузке на породу, равной пределу текучести материала  $\sigma_{\rm T}$ , а разрушение происходит при усилии несколько большем, чем при формировании контактной нагрузки предельного состояния;

– перед разрушением в большем объеме под торцом индентора (резца) формируется область сжатия породы (ядро сжатия или уплотнения), напряжения в которой превышают предел текучести материала, а разрушение происходит при определенном размере ядра сжатия для каждой пары «индентор – порода» за счет формирования поверхностей скалывания и при достижении касательными напряжениями предельного значения;

 – глубина лунки разрушения напрямую зависит от размеров ядра сжатия породы и в твердых горных породах всегда превышает глубину проникновения индентора (резца);

– ядро сжатия породы не только формирует размеры, но и форму лунки разрушения, а также создает зону предразрушения, обеспечивая, таким образом, условия для дальнейшего разрушения породы.

Исследования по разрушению изотропных горных пород показали, что при внедрении индентора ядро сжатия под его торцом формируется в виде шаровой или близкой к таковой поверхности [21, 28, 29], а размеры ядра сжатия определяются упругопрочностными характеристиками породы, формой и размерами торца внедряемого индентора [28, 29]. Порода в ядре сжатия в пределах поверхности сферы, ограниченной действующим напряжением  $\sigma_{\rm T}$ , разрушается в порошок, чрезвычайно уплотненный внедряемым индентором. В подобных условиях порода в ядре сжатия, по определению М. Р. Мавлютова и Ю. Л. Боярко, приобретает свойства псевдожидкости. Разрушенная в порошок и потому потерявшая свои упругие свойства порода под нагрузкой со стороны индентора в момент, предшествующий выколу лунки, создает равномерное давление на вмещающую ядро сжатия породу, которая растрескивается, образуя гаснущий от ядра к периферии ореол из разбитой трещинами породы.

Поскольку параметры упругости и прочности изотропной породы одинаковы во всех направлениях, ядро сжатия приобретает форму шаровой поверхности, а реакция упруго-сжатой породы за пределами ядра может приводиться к равнодействующей  $P_p$  (рис. 1.11).



Рис. 1.11. Схема к определению глубины внедрения шарового индентора

Осевое усилие *P*, воздействующее на индентор, затрачивается на упругое деформирование и преодоление сил внутреннего трения в объеме породы под индентором. Составим уравнение равновесия сил при внедрении в породу индентора:

$$P = P_{\rm p} + P \, \mathrm{tg} \, \varphi_{\rm m} \,, \tag{1.5}$$

где  $\phi_{\pi}$  – угол внутреннего трения в объеме деформируемой породы, град.

Из выражения (1.5) следует, что упругая реакция породы определяется из зависимости

$$P = P(1 - \operatorname{tg} \varphi_{\pi}).$$

Из приведенного механизма деформирования и разрушения изотропной породы следует, что под индентором в процессе упругопластического деформирования возникает и развивается до момента выкола лунки буферная зона из разрушенной в порошок породы, которая в некоторой степени становится продолжением внедряемого индентора, так как оказывает разрушающее воздействие на породу, а реакция упругосжатой породы воздействует непосредственно на ядро сжатия, а уже через него – на торец индентора.

Данный механизм разрушения изотропной породы соответствует случаю внедрения индентора в породу без перекоса. В этом случае формируется шаровая форма ядра сжатия, отсутствуют дестабилизирующие положение индентора поперечные силы, а лунка разрушения получает форму правильного конуса. Перекос индентора вызывает искажение формы ядра сжатия, которая получает некоторую асимметрию. Поэтому возникают поперечные силы, воздействующие на индентор, лунка разрушения имеет неравную крутизну бортов, а в плане асимметрична. Очевидно, что величина дестабилизирующих силовых факторов связана с углом перекоса внедряемого индентора и соответственно с асимметрией ядра сжатия породы.

Одной из проблем современного бурения является качество формируемых стволов скважин. Особенно остро данная проблема связана с применением крупнорезцового бурового инструмента типа долот с *PDC*. Достаточно часто формируются стволы скважин нецилиндрической формы, близкие к винтообразной или лепестковой (рис. 1.12, a,  $\delta$ ), которые отличаются от цилиндрической – правильной формы (рис. 1.12, b) наличием рельефа, снижением поперечных размеров ствола, что требует его дополнительной проработки.

В некоторых случаях ствол скважины получает овальную форму.

Если овальная форма ствола скважины, как правило, связана с разбуриванием анизотропных горных пород [20], то появление винтообразной формы сечения ствола скважины – с особенностями динамики бурового инструмента, что приводит не только к усложнению работы в стволах подобной формы, но и к повышенному изнашиванию бурового инструмента и разрушению керна, при колонковом бурении.

На рис. 1.12, *а*, *б*, *в* показаны стволы скважин с различной формой сечения. Так называемая лепестковая форма может возникать при поперечных смещениях инструмента, вызванных неравномерным заглублением резцов и вращением долота слева направо. Данный вид движения характерен для долот режуще-скалывающего действия (лопастные, твердосплавные коронки, коронки и долота *PDC*) и менее разрушителен для них.

При определенном значении сил бокового прижатия боковых резцов долота к стенке скважины ствол формируется винтообразным. Условия формирования винообразных стволов характеризуются значительными нагрузками на инструмент и являются причиной быстрого его изнашивания и даже разрушения.



Рис. 1.12. Стволы скважин с различной формой поперечного сечения: *а* – лепестковая; *б* – винтообразная; *в* – цилиндрическая

При оптимальных условиях бурения (равномерное вращение колонны и долота; отсутствие прогиба буровой компоновки, перекоса долота на забое и боковых сил, отклоняющих долото от оси скважины; равномерное заглубление резцов долота в породу) формируется цилиндрическая форма ствола (рис. 1.12, *в*), которую следует считать оптимальной.

Впервые факт образования многоугольных отверстий был отмечен в металлообрабатывающей промышленности при сверлении орудийных стволов (Ф. Д. Костромин, 1941 г.).

Е. О. Пражский, В. И. Елгазин объясняют образование многоугольных сечений поворотом долот или коронок вокруг мгновенных центров вращения, которыми могут являться резцы или шарошки долот. Интересны факты, полученные при изучении механизма формирования винтового керна, которые свидетельствуют о том, что площадь многоугольного сечения ствола скважины всегда меньше, чем круглого ствола, из которого сформировалось многоугольное сечение, а при выбуривании винтового керна наблюдается достаточно резкое увеличение механической скорости бурения.

А. А. Зверюга обосновывал и развивал направление, связанное с использованием механизма образования винтового керна для повышения производительности бурения. Объяснение повышения производительности связывалось с более значительным внедрением резцов в породу.

Механизм образования винтового керна в своих работах изучали А. Г. Калинин, И. Н. Страбыкин, Р. С. Яремийчук и Г. Г. Семак [45].

Исследования Н. Д. Нечаева и др. показали, что механизм образования винтового керна определяется несовершенством коронок, а именно разновысотностью резцов, которая приводит к смещению мгновенного центра сопротивления от оси вращения. Коронка окатывается по стенке скважины в направлении, обратном направлению вращения бурильной колонны, совершая, таким образом, гипоциклическое движение. При этом наружные резцы коронки формируют ствол скважины многоугольного сечения, а внутренние резцы фрезеруют керн, создавая многозаходный винт, число заходов у которого всегда на один превышает число внутренних резцов.

За один оборот один резец коронки совершает t касаний со стенкой скважины, а вся коронка –  $t \cdot m$  касаний, где m – число резцов у коронки.

Частота колебаний инструмента резко увеличивается, возрастают динамические нагрузки на инструмент. При гипоциклическом движении инструмента линейная скорость резца меняется от 0 до  $\frac{\pi D\omega}{30}$  и снова до нуля ( $\omega$  – частота вращения инструмента).



Рис. 1.13. Винтовой керн

Основными условиями формирования винтообразных ствола скважины и керна при бурении являются:

 технологический зазор между стенкой скважины и буровой компоновкой;

– поперечная сила, направленная от бурового инструмента к стенке ствола скважины.

Подобные условия при бурении возникают в случае достаточно резкого прогиба буровой компоновки, вызванного значительным повышением осевого усилия. В результате прогиба резко увеличивается поперечное дестабилизирующее усилие, вызванное неравномерным внедрением резцов в забой скважины.

Свидетельством формирования некруглых форм поперечных сечений стволов скважин является винтовой керн (рис. 1.13). Он чаще образуется при бурении твердосплавными резцовыми коронками как в режиме вращательного, так и ударно-вращательного бурения. При алмазном бурении винтовой керн образуется реже, а форма керна имеет более сглаженные плавные винтообразные формы.

При проведении экспериментальных работ отмечено образование винтового керна при пересечении инструментом контактов горных пород различной твердости.

В процессе бурения колонна бурильных труб получает деформацию продольно-поперечного изгиба с закручиванием в спираль, а породоразрушающий инструмент стремится располагаться в скважине с перекосом на угол  $\gamma_{n}$ , что вызывает неравномерность распределения контактной нагрузки по торцу бурового инструмента: максимальная наблюдается со стороны изгиба компоновки, а минимальная – на диаметрально противоположной стороне торца. Это обстоятельно и определяет неравномерность разрушения породы на забое и в стенке скважины и может вызывать нере-

гулярность в динамике инструмента, приводящую, в частности, к формированию винтообразных стволов скважин. При этом крайне важными являются особенности конструкции самих буровых инструментов, так как некоторые из них чрезвычайно склонны к формированию нецилиндрических в сечении стволов скважин. К ним следует отнести прежде всего инструменты с крупными резцами, такие как долота и буровые головки с резцами PDC.

Для анализа процесса формирования ствола скважины в изотропных породах перекошенным породоразрушающим инструментом рассмотрим схему на рис. 1.14, *a*, предположив, что перекос связан с плоским изгибом компоновки. Из схемы следует, что вследствие неравномерного нагружения торцевых породоразрушающих элементов и их неравного заглубления в породу инструмент динамически не уравновешен. В плоскости перекоса на торец инструмента со стороны забоя воздействует реактивный момент  $M_p$ , вызванный изгибающим моментом  $M_k$  со стороны деформированной компоновки.

Расчет реактивного момента, воздействующего на торец инструмента при его внедрении в породу с перекосом, впервые сделан А. Е. Колесниковым [20]:

$$M_{\rm on} = \frac{60P\omega}{S\nu} J\gamma_{\rm n}, \qquad (1.6)$$

где P – нормальное усилие на забой, даН;  $\omega$  – частота вращения колонны, мин<sup>-1</sup>; S – площадь контакта одного породоразрушающего элемента с породой, м<sup>2</sup>;  $\nu$  – механическая скорость бурения, м/ч; J – осевой момент инерции сечения забоя, м<sup>2</sup>;  $\gamma_{\pi}$  – угол поворота торца коронки относительно плоскости забоя, рад.



Рис. 1.14. Схемы для анализа процесса разрушения изотропной горной породы инструментом режуще-скалывающего типа, располагаемого на забое с перекосом

Полученная А.Е. Колесниковым, а позднее авторами работы [6] формула несколько некорректна, так как изначально принятые условия вывода зависимости не учитывают характера взаимодействия бурового инструмента с упруго-пластичным забоем, а также того фактора, что реактивный момент – результат действия упругих реакций забоя.

Представим реакцию забоя на перекошенный инструмент в виде двух равнодействующих  $P_{\pi}$  и  $P_{\pi}$  с точками приложения, совпадающими с центрами тяжести половин торца инструмента, предположив усредненность контактных напряжений под каждой из двух выделенных частей торца бурового инструмента [21].

Упругие реакции забоя определим из уравнений:

$$P_{\pi} = 0.5 (P_{\rm oc} - F_{\pi\pi}) = 0.5 \ m \ p_{\rm III} \ S_{\rm cm} (1 - \mathrm{tg}\phi); \tag{1.7}$$

$$P_{\rm II} = 0.5 \ (P_{\rm oc} - F_{\rm TII}) = 0.5 \ m \ p_{\rm III} \ S_{\rm CM} (1 - \mathrm{tg}\varphi), \tag{1.8}$$

где  $P_{oc}$  – осевая нагрузка на инструмент, даН;  $F_{TЛ}$ ,  $F_{TП}$  – силы внутреннего трения в породе под левой и правой половинами торца инструмента, даН;  $\phi$  – угол внутреннего трения в деформируемой горной породе, град;  $S_{CM}$ ,  $S_{CM}$  – площадки смятия породы под породоразрушающими элементами левой и правой половин торца инструмента, м<sup>2</sup>;  $p_{III}$  – твердость горной породы, Па; m – число породоразрушающих элементов на торце инструмента.

Размеры площадок смятия для шарообразных резцов на левой и правой половинах торца бурового инструмента определим из выражений:

$$S_{\rm CMM} = \pi \rho_{\rm m}^2;$$
$$S_{\rm CMM} = \pi \rho_{\rm m}^2,$$

где  $\rho_n$ ,  $\rho_n$  – средние значения радиусов пятен контакта резцов с породой на левой и правой половине торца, м.

Значения ρ<sub>л</sub> и ρ<sub>п</sub> определяются из выражений:

$$p_{\pi} = \sqrt{d_a h_{\pi} - (h_{\pi})^2};$$
$$p_{\pi} = \sqrt{d_a h_{\pi} - (h_{\pi})^2},$$

где  $d_a$  – диаметр резцов, м;  $h_{\pi}$ ,  $h_{\pi}$  – глубины внедрения резцов в породу для левой и правой половины торца, м.

Момент  $M_{\rm p}$ , задающий перекос породоразрушающего инструмента, определяется из формул:

$$M_{\rm p} = b (P_{\rm n} - P_{\rm n}) = 0.5 \ m \ b \ p_{\rm m} (1 - \text{tg } \varphi) (S_{\rm cm} - S_{\rm cm}) =$$
  
= 0.5 m \pi b \ p\_{\rm m} (1 - \tg \varphi) ([d\_{\rm a} (h\_{\rm n} - h\_{\rm n}) + (h\_{\rm n})^2 - (h\_{\rm n})^2], (1.9)

где *b* – расстояние от оси инструмента до точек приложения реакций забоя (центры тяжести половин торца), м.

При окончательном решении зависимости для  $M_p$  полагаем, что разность квадратов двух последних слагаемых мала и ею можно пренебречь. Поскольку угол перекоса инструмента на забое определяется зависимостью  $\gamma_{\pi} = \arcsin \frac{h_{\pi} - h_{\pi}}{2b}$ , можем записать окончательную формулу для расчета:

$$M_{\rm p} = 0.57 \,\eta_{\rm y} \, m \, p_{\rm m} \, d_{\rm a} \, (1 - \mathrm{tg} \, \varphi) \, \gamma_{\rm n} \,, \qquad (1.10)$$

где  $\eta_y$  – показатель устойчивости, м<sup>2</sup>, равный  $R^2_{\rm H}$  для долота и  $(R^2_{\rm H} + R_{\rm H} r_{\rm BH} + r^2_{\rm BH}) / (R_{\rm H} + r_{\rm BH})^2 - для коронки; R_{\rm H}, r_{\rm BH} - наружный и внутренний радиусы торца инструмента, м.$ 

Структурно полученная зависимость включает три комплексных параметра:

- угол перекоса инструмента на забое;

 показатель устойчивости инструмента (квадрат расстояния от геометрического центра инструмента до центров тяжести половин его торца);

– жесткость пары «инструмент–порода» (характеризует деформируемость породы при силовом контакте с торцом инструмента).

Показатель устойчивости инструмента на забое для долота диаметром 59 мм составляет 8,7 см<sup>2</sup>, для коронок равного диаметра с толщиной матрицы 8,5 и 5 мм соответственно 14,9 и 16,6 см<sup>2</sup>. Таким образом, максимально устойчивы на забое инструменты с тонкостенными матрицами, а менее устойчивы – долота.

Момент  $M_p$  определяется также формой торца инструмента и его конструкцией. Зависимость для расчета  $M_p$  справедлива для инструмента с плоским торцом. Если рассматривать инструмент с профилем торца в виде сферы, то очевидно, что перекос инструмента изгибающим моментом  $M_{\rm k}$  вовсе не вызовет реактивного момента со стороны забоя. Таким образом, имеем две крайние по величине момента  $M_p$  формы профиля торца породоразрушающего инструмента – плоскую и сферическую. Для первой  $M_p$  может быть максимальным, для второй – равным нулю при прочих равных условиях. Другие формы профилей торца, например усеченная сфера, ступенчатые и другие, реализуют меньшие значения  $M_p$ , чем плоский торец.

Величина момента  $M_p$  для этих форм может определяться индивидуально.

Угол перекоса компоновки в скважине задает значение отклоняющей силы, реализующейся в направлении перекоса (рис. 1.14):

$$P_{\rm or} = P_{\rm oc} \sin \gamma_{\rm m}. \tag{1.11}$$

Перекос инструмента на забое, соответствующий перекосу различных значений глубин внедрения резцов в породу, определяет появление поперечной, дестабилизирующей равномерное вращение инструмента силы  $\Delta T$  (рис. 1.14,  $\delta$ ). Она существенно влияет на процесс формирования ствола скважины. Если обозначить сумму сил сопротивления резаниюскалыванию более загруженными резцами через  $T_n$ , а менее загруженную часть торца  $T_n$  и направить их перпендикулярно плоскости перекоса инструмента, то разность этих сил даст значение  $\Delta T$ :

$$\Delta T = 0.125 \ [\pi \ m \ d_{\rm a} \ \sigma_{\rm c\kappa} \ (h_{\rm \pi} - h_{\rm \pi}) + 2 \ P_{\rm oc} \ (f_{\rm \pi} - f_{\rm \pi})], \tag{1.12}$$

где  $\sigma_{c\kappa}$  – предел прочности породы на скалывание, МПа;  $f_{\pi}$  и  $f_{\pi}$  – коэффициенты трения резцов о породу под левой и правой частями торца инструмента.

В окончательном решении используем зависимость для определения  $\gamma_{n}$ , приведенную выше, а также допустим равенство коэффициентов трения  $f_{n}$  и  $f_{n}$ , поскольку по условию решения задачи горная порода обладает изотропией физико-механических свойств.

После преобразования формула расчета  $\Delta T$  будет иметь вид

$$\Delta T = 0.25 \pi m d_a \sigma_{c\kappa} b \gamma_{\Pi} = 0.3 m d_a \sigma_{c\kappa} \sqrt{\eta_y \gamma_{\Pi}}.$$
 (1.13)

Точка приложения усилия  $\Delta T$  смещена от геометрического центра торца инструмента на расстояние *x*, которое определяется из уравнения моментов относительно точки  $O_1$ :

$$\sum_{hj}^{i=1} M_{01} = 0, \qquad T_{\pi}(b-x) + T_{\pi}(b+x) = 0,$$

откуда следует

$$x = \frac{b\Delta T}{T_{\pi} + T_{\pi}} = 0,57 \frac{\eta_{y} \gamma_{\pi}}{h}, \qquad (1.14)$$

где *h* – углубление забоя за элементарный отрезок времени, м.
Точка  $O_1$  является мгновенным центром вращения инструмента, что обеспечивает воздействие последнего на стенку скважины и её фрезерование не только под действием отклоняющего усилия  $P_{\text{от}}$ , но и дестабилизирующей силы  $\Delta T$ .

Как следует из анализа, силовые факторы  $M_p$ ,  $P_{or}$  и  $\Delta T$ , определяющие динамику работы бурового инструмента в скважине, непосредственно связаны с устойчивостью компоновки, выраженной в виде параметра  $\gamma_n$ . В общем виде возможен следующий случай значения угла перекоса инструмента на забое при изгибе компоновки с шарнирным закреплением нижнего конца и жестким – верхнего:

$$\gamma_{\Pi} = 1, 3n\pi \frac{f_{\kappa}}{l_{\kappa}},$$

где *n* – число полуволн изгиба буровой компоновки; *f*<sub>к</sub> – радиальный зазор, м; *l*<sub>к</sub> – длина компоновки, м.

Значительный прогиб буровой компоновки генерирует рост дестабилизирующих сил со стороны забоя, что и создает условия для формирования некруглых поперечных сечений ствола скважины.

Некоторые аспекты кинематики инструмента, работающего на забое с перекосом состоят в следующем. Инструмент проворачивается вокруг точки  $O_1$  на некоторый угол  $\lambda_{\kappa}$  (см. рис. 1.14,  $\delta$ ):

$$\lambda_{\rm K} = \arccos \frac{x + R_{\rm H}}{x + R_{\rm H} + \delta}; \qquad (1.15)$$

где  $\delta$  – технологический зазор между инструментом и стенкой скважины, м.

После поворота на угол  $\lambda_{\kappa}$  устанавливается зона прилегания инструмента боковой поверхностью к стенке скважины (см. рис. 1.14,  $\delta$  – интервал *AB*). Вид движения инструмента в этот момент задается соотношением внешних и внутренних сил, воздействующих на деформированную компоновку, участок колонны и инструмент. Так, при достаточно высоком значении момента ( $x \cdot \Delta T$ ), что возможно в случаях повышенной деформации компоновки, возрастании угла перекоса инструмента на забое и значительном зазоре  $\delta$ , появляются условия для гипоциклического движения инструмента с образованием винтовой формы ствола и керна. Точка  $O_1$  на торце при этом становится мгновенным центром вращения инструмента, что обеспечивает при провороте вокруг этой точки его воздействие на стенку скважины и её фрезерование. При определенных условиях бурения скважины перекошенным на забое инструментом на керне и стенке скважины образуются спиралевидные надрезы, имеющие вид многозаходной резьбы. Чаще всего винтовой керн (см. рис. 1.13) можно наблюдать на месторождениях, где бурение осуществляют твердосплавными коронками. В интервалах стволов скважин, в которых получен винтовой керн, ствол также имеет поверхность с винтовыми надрезами. В разрезе сечение такого ствола (керна) имеет форму многоугольника.

Рассмотрим процесс формирования винтового керна и ствола скважины на примере работы инструмента с тремя наружными и тремя внутренними резцами (рис. 1.15).

При резком перекосе бурового инструмента его резцы внедряются в породу на различную глубину, и, как это уже было рассмотрено, центр его вращения смещается из геометрического центра торца – точки O в другую точку, например A (рис. 1.15, a). В результате инструмент, проворачиваясь вокруг точки A, внедряется в стенку скважины резцом 3, а точка мгновенного центра вращения резко в динамическом режиме перемещается в точку B (рис. 1.15,  $\delta$ ). Теперь уже резец 2 внедряется в стенку скважины, а смещение мгновенного центра вращения в направлении этого резца приведет к тому, что следующим резцом, который внедрится в стенку скважины, будет резец 1.

Таким образом, при последовательном создании углубления всеми резцами в стенке скважины круглое поперечное сечение ствола преобразуется в четырехугольное винтообразное. Такую форму получит ствол скважины, буримый, например, трехшарошечным долотом.

Внутренние резцы (если применяется, например, трехрезцовая коронка) при подобном движении бурового инструмента формируют винтовой керн, который в поперечном сечении будет иметь четырехугольную форму (рис. 1.15, *в*).



Рис. 1.15. Схемы формирования многоугольного ствола скважины и винтового керна буровым инструментом с тремя наружными и тремя внутренними резцами: 1, 2, 3 – наружные резцы (шарошки долота); 4, 5, 6 – внутренние резцы; 7 – винтовой керн; 8 – винтообразный ствол скважины Образование винтового керна и формирование винтообразных стволов скважины связано со значительными динамическими нагрузками на инструмент, а процесс бурения при гипоциклическом движении инструмента сопровождается вибрацией. В результате происходит разрушение керна при бурении и более существенный износ бурового инструмента.

Ствол скважины, получая сложную винтовую форму, требует обязательной проработки в процессе строительства скважины, так как он будет заужен и не пропустит обсадную колонну.

Без проработки в скважину невозможно будет спустить и бурильную колонну с буровым инструментом иной конструкции, отличной от той, которая применялась при образовании винтообразной формы участка ствола скважины (например, в интервал, пробуренный трехшарошечным долотом, без предварительной проработки ствола, не пройдет долото такого же диаметра, но с четырьмя шарошками).

При упругопластической деформации изотропной породы ядро сжатия под торцом индентора (резца) формируется в виде шаровой поверхности при его внедрении без перекоса, а лунка разрушения имеет вид симметричного конуса. При внедрении индентора (резца) в породу с перекосом ядро сжатия и лунка разрушения получают некоторую асимметричность.

В ядре сжатия породы в момент перехода к пластическому деформированию порода теряет свои первоначальные упругие свойства, а упругие реакции воздействуют на резцы через разрушенную породу, заключенную в ядрах сжатия симметричной шаровой или асимметричной форм, что определяет наличие или отсутствие дестабилизирующих положение инструмента сил и их ориентацию.

При разрушении изотропной породы появление дестабилизирующих работу инструмента поперечных сил и моментов сил связано с перекосом породоразрушающего инструмента на забое.

Со стороны забоя на торец инструмента, располагаемого в скважине с перекосом, воздействует реактивный момент, уравновешивающий изгибающий момент со стороны деформированной компоновки.

Максимальной устойчивостью на забое обладает инструмент с плоским торцом и тонкостенной матрицей. Для него характерен меньший угол перекоса на забое при равных с другими инструментами контактными давлениями на породу.

В плоскости забоя на перекошенный породоразрушающий инструмент воздействует дестабилизирующее равномерное вращение усилие  $\Delta T$ , поэтому мгновенный центр вращения инструмента отклоняется от геометрического центра торца и оси вращения, что создает условия для неравномерного вращения инструмента с возможным переходом в гипоциклическое. Реализуемый процесс набора кривизны при бурении изотропных горных пород можно охарактеризовать как совместное асимметричное разрушение забоя и фрезерование стенки скважины, под действием которых ствол скважины в процессе углубления приобретает форму пространственной спирали, шаг которой определяется в основном степенью деформации бурильной колонны, а именно углом перекоса породоразрушающего инструмента, а также скоростями углубления забоя и фрезерования стенки скважины.

### Глава 2 МЕХАНИКА УПРУГОПЛАСТИЧЕСКОГО ДЕФОРМИРОВАНИЯ АНИЗОТРОПНЫХ ГОРНЫХ ПОРОД

# 2.1. Механика упругопластического деформирования горной породы с транстропным типом анизотропии

Как показывают исследования упругих характеристик анизотропных пород, для основной массы горных пород выполняется соотношение модулей упругости вдоль  $E^{II}$  и перпендикулярно  $E^{\perp}$  слоистости (сланцеватости)  $E^{II}/E^{\perp}>1$ . Поэтому для получения напряжения  $\sigma$  под индентором анизотропная порода должна получить деформацию в различных направлениях относительно слоистости или сланцеватости –  $\xi^{II}$ ,  $\xi^{\perp}$ , то есть, следуя закону Р. Гука:

$$\xi^{\perp} = \sigma/E^{\perp} > \xi^{II} = \sigma/E^{II}.$$

Таким образом, при нагружении анизотропной породы деформация не одинакова в разных точках образца, а учитывая соотношение упругих характеристик породы, можно предполагать, что ядро сжатия под индентором получит вытянутость в направлении минимального значения модуля упругости и будет сжато в направлении максимального модуля Т. Юнга. Форма ядра сжатия породы с транстропным типом анизотропии упругости в отличие от шаровой формы для изотропных пород, сформированной при равенстве параметров упругости в любом из направлений от прилагаемого усилия, очевидно, будет близка к эллипсоиду вращения для породы с двумя плоскостями изотропии и трехосному эллипсоиду для пород с тремя плоскостями изотропии. Выделенные формы определяются тем, что при деформировании шара усилием сжатия его форма может быть овальной или эллиптической. Именно такую форму ядра сжатия можно наблюдать при внедрении индентора в анизотропную породу, так как более жесткие реакции породы, направленные вдоль ее слоев, как бы раздавливают ядро сжатия, деформируют его. Если эти реакции будут чрезвычайно жесткими, что может быть при высоком значении модуля упругости породы вдоль слоев, то деформация ядра сжатия будет еще более значительной, а его форма – описываться уравнением параболоида вращения или уравнением эллиптического параболоида.

В дальнейшем будем придерживаться версии о соответствии форм ядра сжатия в транстропной породе эллипсоиду вращения, что в принципе является частным решением, причем очень распространенным и в то же время дающим полную информацию об особенностях деформации и разрушения анизотропных пород.

На эллиптическую форму «сферы контактных напряжений» указывал Л. Г. Шолохов [43], который не связывал размеры и конфигурацию «сферы» с формой и размерами внедряемых инденторов или породоразрушающих элементов. А между тем размеры указанных областей напряжений в породе определяются как её упругими характеристиками, так и размерами и формой контактируемого с ней индентора (резца). В ядре сжатия в момент перехода к пластическому деформированию порода теряет свои упругие свойства и текстурные признаки, так как разрушается в порошок, а само ядро сжатия становится продолжением торца индентора (резца), обеспечивая в последующем масштаб и форму лунки разрушения породы.

Таким образом, ядро сжатия породы под индентором является тем важнейшим элементом процесса ее разрушения, который задает общие закономерности механики разрушения и искривления скважин в анизотропных породах для инструментов с различными по форме и размерам породоразрушающими резцами или вставками.

Рассмотрим взаимодействие с анизотропной породой цилиндрического индентора при различных углах встречи со слойками. При  $\gamma = 0$ (рис. 2.1, *a*) под торцом индентора появляется ядро сжатия в виде полуэллипсоида вращения, поверхность которого разделена на две половины, образующие зону равновесного состояния из симметричных по силовому распределению участков, выделенных через центральные углы  $\beta^{II}$ .



Рис. 2.1. Схема для анализа процесса упругопластического деформирования анизотропной породы цилиндрическим индентором: *a* – угол встречи оси индентора со слоистостью γ = 0°; *б* – γ = 45°; *в* – γ = 90°

Симметрия силового распределения реакций породы определяется симметрией текстурных элементов по обе стороны от плоскостей изотропии. Из схем следует, что как при  $\gamma = 0^{\circ}$ , так и при  $\gamma = 90^{\circ}$  дестабилизирующих положение индентора силовых факторов нет. При  $90^{\circ} < \gamma > 0$  (рис. 2.1,  $\delta$ ) под ядром сжатия кроме зоны равновесного состояния с осью симметрии в виде направлений плоскостей изотропии II (дуга *BC*) появляется зона равновесного состояния с осью симметрии в виде направлений плоскостей изотропии I (дуга *BC*) появляется зона равновесного состояния с осью симметрии в виде направления 1 (дуга *AB*). Если в пределах зоны II слоистость параллельна плоскости изотропии, то в зоне равновесного состояния I – перпендикулярна. По мере увеличения угла встречи  $\gamma$  оси индентора и слоистости зона II сокращается, а зона I возрастает, занимая всю поверхность полуэлипсоида при  $\gamma = 90^{\circ}$ .

На рис. 2.2 представлены схемы некоторых форм лунок разрушения анизотропных пород при различных углах встречи цилиндрического индентора диаметром 1,5 мм и сланцеватости. На дне лунок видны раздавленные элементы ядра сжатия породы. Борта лунок имеют различный угол наклона, глубина лунок определяется глубиной проникновения ядра сжатия и уменьшается при снижении угла встречи  $\gamma$ . Представленный материал подтверждает наличие асимметрии деформации и напряжений при разрушении анизотропной горной породы.



Рис. 2.2. Формы лунок разрушения в анизотропных горных породах при различных углах встречи  $\gamma$  к плоскости сланцеватости

На рис. 2.3, а, б даны схемы к расчету усилий под ядром сжатия в зонах равновесного состояния при взаимодействии твердой анизотропной породы с двумя плоскостями изотропии цилиндрического несжимаемого индентора с плоским торцом радиуса r, нагружаемого статической нагрузкой P. Глубина возникновения максимальных касательных напряжений под плоским торцом в изотропной породе, согласно работам Л. А. Шрейнера [29], равна r, а форма ядра сжатия породы определяется полусферой того же радиуса. Как отмечалось ранее, в анизотропной породе происходит искажение шаровой формы ядра сжатия. В нашем случае произошло сжатие ядра по оси I и удлинение – по оси II. Симметрично осей I и II выделены зоны равновесного распределения реакций со стороны породы. Наличие этих зон позволяет реакцию породы на усилие Р направить вдоль слоев породы *P*<sub>II</sub> и перпендикулярно им *P*<sub>⊥</sub>. Усилие *P* затрачивается при деформировании породы на преодоление сил внутреннего трения в деформируемых и потому перемещаемых относительно друг друга элементах слоев породы, а также на преодоление упругих реакций. С учетом данной формулировки реакции Р<sub>II</sub> и Р<sub>\_</sub> можно разложить на

вертикальные

$$P_{\rm II}^{\rm B} = P \cos^2 \gamma (1 - \mathrm{tg} \varphi_{\rm II}^{\rm II}), \qquad (2.1)$$

$$P_{\perp}^{\rm B} = P \sin^2 \gamma (1 - t g \varphi_{\Pi}^{\perp}), \qquad (2.2)$$

горизонтальные составляющие:

$$P_{\rm II}^{\rm r} = P \cos\gamma \sin\gamma (1 - tg \varphi_{\rm II}^{\rm II}), \qquad (2.3)$$

$$P_{\perp}^{\Gamma} = P \cos\gamma \sin\gamma (1 - \mathrm{tg} \varphi_{\Pi}^{\perp}), \qquad (2.4)$$

где  $\phi_n^{\perp}$ ,  $\phi_n^{II}$  – углы внутреннего трения, определяемые соответственно параллельно и перпендикулярно слоистости или сланцеватости породы, град.

Из схемы (рис. 2.3,  $\delta$ ) следует, что при вдавливании индентора в анизотропную породу в процессе её упругого деформирования на торец индентора оказывает действие опрокидывающий момент  $M_{on}$ , обусловленный вертикальными реакциями. Если точки приложения этих реакций находятся на расстоянии *а* и *с* от оси индентора, то можно записать

$$M_{\rm on} = \mathbf{P}_{\rm II}^{\rm B} \,\mathbf{a} - \mathbf{P}_{\perp}^{\rm B} \,\mathbf{c}\,. \tag{2.5}$$

Из схемы (рис. 2.3,  $\delta$ ) следует, что  $a = r \sin \gamma$ , а  $c = r \cos \gamma$ .



Рис. 2.3. Схема для анализа процесса деформирования анизотропной породы плоским цилиндрическим индентором и определения упругих реакций со стороны деформируемой породы: *а* – формирование эллипсовидного ядра сжатия под торцом индентора; *б* – реакции породы на внедряемый индентор через ядро сжатия породы; *в* – поворот индентора при внедрении в анизотропную породу

Величина опрокидывающего момента  $M_{on}$ , воздействующего на торец внедряемого в анизотропную горную породу цилиндрического индентора с плоским торцом, после решения уравнения (2.5) определяется зависимостью

$$M_{\rm on} = \Pr[\cos^2\gamma\sin\gamma(1-tg\phi_{\rm n}^{\rm II}) - \sin^2\gamma\cos\gamma(1-tg\phi_{\rm n}^{\perp})], \qquad (2.6)$$

где *P* – осевое усилие, воздействующее на индентор, даН; *r* – радиус торца индентора, м;  $\gamma$  – угол встречи индентора и плоскостей слоистости или сланцеватости, град.

Таким образом, опрокидывающий момент возможен для пород, отвечающих изотропности по модулю упругости, но не отвечающих таковому условию по коэффициенту внутреннего трения.

Для перехода из шаровой формы ядра сжатия к эллиптической или иной не шаровой ( $E^{II} \neq E^{\perp}$ ) определим расстояния *Lf* и  $M_{\rm B}$  для замены ими в формуле (2.5) выражений для *a* и *c*, поскольку плечо реакции  $P^{\rm B}_{\rm II}$  уменьшится на отрезок  $K_{\rm II}$ , а плечо реакции  $P^{\rm B}_{\rm II}$  увеличится на расстояние  $K_{\rm T}$ :

$$M_{\rm B} = Ob \sin \gamma;$$
  
 $Lf = Of \sin \gamma.$ 



Рис. 2.4. Схемы определения упругих реакций, воздействующих на торец цилиндрического индентора, при вдавливании в анизотропную породу: 1, 2 – контуры равных деформаций для изотропной и анизотропной породы соответственно

Если принять, что  $\frac{Of}{Ob} = \frac{E^{II}}{E^{\perp}} = K$  и  $\frac{Of}{r} = \frac{r}{Ob}$ , то в соответствии со схемой на рис. 2.4 можно записать:  $Ob = r\sqrt{\frac{1}{K}}$ ;  $Of = r\sqrt{K}$ .

Величина опрокидывающего момента  $M_{on}$ , воздействующего на торец внедряемого в анизотропную горную породу цилиндрического индентора с плоским торцом, после решения уравнения (2.5) с учетом вышеприведенных значений определяется зависимостью

$$M_{\rm on} = \Pr[\cos^2\gamma\sin\gamma\sqrt{\frac{1}{K}}(1 - \mathrm{tg}\varphi_{\rm n}^{\rm II}) - \sin^2\gamma\cos\gamma\sqrt{K}(1 - \mathrm{tg}\varphi_{\rm n}^{\perp})], \quad (2.7)$$

где P – осевое усилие, воздействующее на индентор, даН; r – радиус торца индентора, м; K – соотношение модулей упругости породы, замереных вдоль и перпендикулярно слоистости или сланцеватости;  $\gamma$  – угол встречи индентора и плоскостей слоистости или сланцеватости, град.

В дальнейшем выражение в квадратных скобках будем обозначать символом  $F(\gamma)$ , который определяет функцию главного вектора  $M_{\text{оп}}$  от угла встречи  $\gamma$  и других параметров, входящих в зависимость.

Для транстропной горной породы углы внутреннего трения вычислим по формуле

$$\varphi_{\Pi} = 2 \left[ \left( \operatorname{arctg} \frac{C+2}{2} \right) \right] - 45^{\circ}, \qquad (2.8)$$

где  $C = \sqrt{\delta_{c*} / \delta_p} + 1 - 1$ ;  $\delta_{c*}$  и  $\delta_p$  – соответственно пределы прочности породы

на сжатие и растяжение.

Для анизотропных пород значения  $\phi^{II}_{n}$  и  $\phi^{II}_{n}$  рассчитываются по одноименным значениям  $\delta_{cw}$  и  $\delta_{p}$ .

Анализ формул (2.7) и (2.8) показывает, что полученная аналитическая зависимость связывает воедино практически все показатели анизотропии породы, характеризующие её буримость (упругость, пластичность через коэффициенты внутреннего трения и параметров прочности), и определяет новый принцип оценки анизотропности пород применительно к бурению и её влияния на естественное искривление скважин.

Согласно зависимости (2.8) по известным данным  $\sigma_{c*}$  и  $\sigma_p$  рассчитаны значения углов и коэффициенты внутреннего трения для некоторых осадочных, метаморфической и эффузивной анизотропных пород:

аргиллит	$tg \phi_{\pi}^{II} = 1(46^{\circ});$	tg $\phi_{\pi}^{\perp} = 0,61 (31^{\circ});$
песчаник	tg $\varphi^{II}_{\pi} = 1,3 (52^{\circ});$	tg $\phi^{\perp}_{\pi} = 0,97 (44^{\circ});$
сланец	tg $\phi^{II}_{\ \pi} = 0.95 \ (42^{\circ});$	tg $\phi_{\pi}^{\perp} = 0.6 (31^{\circ});$
дацит	tg $\varphi^{II}_{\pi} = 0,82 (39,5^{\circ});$	$tg \phi_{\pi}^{\perp} = 0,7 (34,8^{\circ})$

Согласно полученным данным, значения tg  $\phi''_{n}$  для некоторых пород осадочного происхождения превышают 1. Формула (2.8) получена на основе взаимодействия упругих реакций породы, действующих вдоль и перпендикулярно слоистости или сланцеватости, а потому, согласно физическому смыслу явления, коэффициент внутреннего трения не может превышать 1.

Значение коэффициента внутреннего трения, равное 1, означает полное отсутствие упругой реакции со стороны породы. Поэтому при расчетах значение коэффициента внутреннего трения более 1 будем ориентировоч-



#### Рис. 2.5. Графики зависимости *M*<sub>on</sub> от угла встречи γ без учета влияния коэффициентов внутреннего терния

но приравнивать к 1.

На рис. 2.5 представлены графики зависимости Моп от угла встречи γ при различных значениях показателя анизотропии по модулю упругости без учета коэффициентов внутреннего трения. Графики показывают возрастание величины Моп и снижение значения критического угла встречи укр при повышении значения К. Зависимость Моп от угла встречи у имеет синусоидальный характер co сменой направления действия при определенном угле встречи укр: при малых углах встречи Моп ориентирует внедряемый в породу индентор в направлении падения слойков, а при углах встречи больше γ<sub>кр</sub> – в направлении, перпендикулярном простиранию слойков.

Для оценки влияния сил внутреннего трения на величину  $M_{on}$  и зависимости ее от угла встречи  $\gamma$  на рис. 2.6 построены кривые при K = 1 и K = 2 с учетом сил внутреннего трения: для аргиллитов принято tg  $\varphi_{n}^{II} = 1$ , tg  $\varphi_{n}^{\perp} = 0.6$ ; для дацитов – tg  $\varphi_{n}^{II} = 0.8$ , tg  $\varphi_{n}^{\perp} = 0.7$ .

Из полученных графиков кривых следует, что силы внутреннего трения существенно влияют как на величину опрокидывающего момента



Рис. 2.6. Графики зависимости *М*оп от угла встречи ү для осадочной (аргиллит) и эффузивной (дацит) горных пород

 $M_{\text{оп}}$ , снижая ее, так и на зависимость  $M_{\text{оп}}$  от угла встречи  $\gamma$ . Так, например, для дацита величина  $\gamma_{\text{кр}}$  уменьшилась, для аргиллитов  $\gamma_{\text{кр}}$  равен нулю, а отклонение инструмента возможно только вкрест простирания слоистости или сланцеватости горной породы.

Таким образом, реальные силовые факторы, определяющие естественное искривление скважин в анизотропных породах, проявляются уже на стадии их упруго-пластического деформирования.

Следует отметить, что сопоставление экспериментальных данных В. Бредли [46] и теории Л.Г. Шолохова [43] с рассмотренными положениями механики упруго-пластического деформирования анизотропной породы показывает определенную сходимость зависимостей, что, вероятно, может служить подтверждением достоверности механизма появления опрокидывающего момента  $M_{\rm on}$ .

Полученные зависимости и графики вполне согласуются с закономерностями естественного искривления скважин, буримых в анизотропных породах, которые, как известно [9,10, 12, 15, 39, 41], при  $\gamma < \gamma_{\kappa p}$  искривляются в направлении падения слоистости или сланцеватости, а при  $\gamma > \gamma_{\kappa p}$  занимают положение вкрест простирания напластований. Величина же  $\gamma_{\kappa p}$  варьирует от самых минимальных в несколько градусов до 15–35° [9,10, 12, 15, 39, 41].

Из уравнения (2.7) определим значение  $\gamma_{\kappa p}$  при условии  $M_{on} = 0$ :

$$\gamma_{\kappa p} = \operatorname{arctg} \frac{1 - \operatorname{tg} \varphi_{\pi}^{II}}{K(1 - \operatorname{tg} \varphi_{\pi}^{\perp})}.$$
(2.9)



Рис. 2.7. Схема процесса деформирования и разрушения анизотропной породы шаровым индентором

При внедрении шарового индентора (резца) радиусом *r* в горную породу радиус окружности пятна контакта индентора с породой ρ изменяется при сближении контактируемых поверхностей.

На рис. 2.7 дана схема, позволяющие определить  $M_{\rm on}$  для шарового индентора.

Глубина возникновения максимальных касательных напряжений под шаровым индентором по Р. М. Эйгелесу [29] составляет расстояние 0,5  $\rho$ , что определяет размер ядра сжатия породы с геометрическим центром  $O_1$ . Относительно этого центра вычислим значение  $M_{\rm on}$  согласно уравнению (2.5). Из схемы (рис. 2.7) следует, что радиус ядра сжатия

породы  $r_a = \frac{\rho}{\sin \lambda}$ , а расстояния *с* и *а* соответственно будут равны  $r_a \cos \gamma$ 

и  $r_a \sin \gamma$ .

Угол  $\lambda$  к моменту пластического деформирования породы, когда глубина максимальных касательных напряжений под индентором соответствует значению 0,5 $\rho$ , равен 51–53°. С учетом этого  $r_a = 1,25\rho$ , а  $M_{on}$  на основании уже сделанного вывода получит вид зависимости:

$$M_{\rm off} = 1,25P\rho F(\gamma). \tag{2.10}$$

Зависимость (2.10) дает значение  $M_{on}$  в заключительной фазе упругого деформирования. При более ранних стадиях упругого деформирования анизотропной породы  $M_{on}$  будет меньше и может определиться по отношению к центру индентора – точка 0 ( см. рис. 2.7):

$$M_{\rm on} = P r_a \sin \lambda_a F(\gamma) \,. \tag{2.11}$$

Зависимость  $\rho$  от глубины внедрения индентора в породу  $h_{\rm yn}$  можно определить по формуле

$$\rho = \sqrt{2r_a h_{\rm yn}} \,, \tag{2.12}$$

что позволяет отметить связь  $M_{on}$  с размерами резцов и глубиной их проникновения в породу.

- 48 -

В свою очередь, глубину внедрения шарообразного резца в породу определим из нижеследующего уравнения с помощью схемы (см. рис. 1.11).

Упругая реакция породы *P*<sub>р</sub> определяется по зависимости

$$P_{\rm p}=P(1-tg\,\varphi_{\rm II}),$$

где  $\phi_{n}$  – угол внутреннего трения, град.

Усилие P затрачивается на упругую реакцию породы  $P_p$  и преодоление сил внутреннего трения  $F_{\rm T}$  в деформируемых объемах породы, прежде всего ядре сжатия. Это соотношение запишем в виде

$$P = P_{\rm p} + F_{\rm T}.$$
 (2.13)

Реакция  $P_{\rm p} = S_{\rm cm} p_{\rm m}$ , где  $S_{\rm cm}$  – площадка смятия, м<sup>2</sup>;  $p_{\rm m}$  – твердость горной породы, Па.

Сила внутреннего трения вычисляется по формуле

$$F_{\rm T} = S_{\rm cm} p_{\rm III} \, {\rm tg} \varphi_{\rm II}.$$

Учитывая, что площадка смятия определяется формулой площади круга радиусом  $\rho$ , который рассчитывается из формулы  $\rho = \sqrt{2hr - h^2}$ , получаем:

$$S_{\rm CM} = \pi (2hr - h^2).$$

Решение данного уравнения относительно h с учетом входящих параметров позволяет определить глубину внедрения шарообразного индентора в породу:

$$h = r - \sqrt{r^2 - \frac{P}{\pi p_{\rm III}(1 + tg\phi_{\rm II})}}.$$
 (2.14)

Значения  $p_{\rm m}$  и  $\phi_{\rm n}$  в формуле (2.14) определяются в направлении приложения осевой силы *P* и могут рассчитываться по зависимости, полученной, например, на основании решения уравнения эллипса:

$$A = \frac{A^{II}}{\cos\sqrt{1 + K^2 \mathrm{tg}^2 \gamma}},$$
(2.15)

где  $A^{II}$  – значение искомого параметра, например твердости в направлении слоев породы; K – коэффициент анизотропии горной породы, определяе-

мый по соотношению модулей упругости вдоль слоев и перпендикулярно слоям горной породы.

Для решения по формуле (2.15) следует в неё подставить значения угла  $\gamma$ , K и соответствующие расчету значения параметра в направлении слоев  $A^{II}$ , например значение твердости породы в направлении слоев. В результате можно рассчитать значение твердости породы в направлении приложения усилия P. Аналогично можно определить значения коэффициентов внутреннего и внешнего трения и иных параметров физикомеханических свойств горной породы.

Следствием действия момента  $M_{on}$  на индентор является его поворот на некоторый угол. Для определения угла поворота индентора под действием момента  $M_{on}$  рассмотрим схему (рис. 2.3, *в*). Из схемы следует, что реакция породы  $P_p$  смещена от оси индентора на расстояние  $\Delta$ .

Поворот индентора нарастает по мере повышения осевой силы и в пределах упругого деформирования породы. Усилие P стремится стать вдоль действия реакции  $P_p$ , и в заключительной фазе деформирования угол поворота может определить из формулы

$$\psi = \arcsin\frac{\Delta}{r} = \arcsin F(\gamma).$$
 (2.16)

Для шарообразного индентора угол  $\Psi$  получим из формулы (1.26):

$$\psi = \arcsin(\sin\lambda_a F(\gamma)).$$
 (2.17)

С целью получения формулы для расчета опрокидывающего момента, воздействующего на клиновидный индентор, по форме соответствующий форме вставок, которыми оснащаются шарошечные долота типа M, C

(для бурения мягких горных пород и горных пород средней твердости), рассмотрим процесс его вдавливания в породу (рис. 2.8). Ядро сжатия породы формируется на боковых поверхностях индентора. По аналогии с решением при получении формулы (2.10) для расчета  $M_{\rm on}$ , воздействующего на шарообразный индентор, зависимость для расчета момента  $M_{\rm on}$ , воздействующего на клиновидный индентор будет выглядеть следующим образом:

$$M_{\rm on} = PaF(\gamma) = Ph_{\rm k} tg\psi F(\gamma),$$
 (2.18)

где *P* – осевая нагрузка на индентор, кН; *a* – ширина площадки смятия под индентором, м;



Рис. 2.8. Схема для определения глубины внедрения в породу клиновидного индентора

 $\psi$  – половина угла приострения индентора, град;  $h_{\kappa}$  – глубина внедрения индентора в породу, м.

В работе [10] определена глубина внедрения клиновидного индентора в породу, которую можно использовать при расчете значения *M*<sub>on</sub>:

$$h_{\rm K} = \frac{P}{2p_{\rm III} l {\rm tg} \psi (\mu \cos \psi + \sin \psi) (1 + {\rm tg} \phi)}, \qquad (2.19)$$

где  $p_{\rm m}$  – твердость анизотропной горной породы, измеренная в направлении приложения осевой силы P, Па; l – ширина индентора, м;  $\varphi$  – угол внутреннего трения в слоях породы при деформировании, измеренный в направлении приложения осевой силы P, град;  $\mu$  – коэффициент трения индентора о породу, измеренный в направлении приложения осевой силы P.

На рис. 1.5 воспроизведен график зависимости  $F_d = f(\theta_n)$  из работы американского специалиста В. Бредли [47], который провел экспериментальные исследования боковой силы, вызывающей отклонение клиновидного индентора при внедрении в анизотропную горную породу. Графики получены для клиновидных резцов шарошечного долота с углами приострения 60° и 30° (кривые соответственно 1 и 2) при их внедрении в породу на глубину 3,8 мм. Верхняя часть кривых дает значения силы  $F_d$ , действующей в направлении отклонения ствола скважины вкрест простирания (положительные значения), нижняя – вниз по падению слоев породы (отрицательные значения). Можно отметить, что в соответствии с условиями эксперимента осевые усилия нагружения инденторов были различны, отличались и размеры полей упруго-пластической деформации породы под инденторами с разными углами приострения.

Характер кривых (рис. 1.5) в целом согласуется с графическими зависимостями (рис. 2.5 и 2.6), а также фактическими закономерностями естественного искривления скважин, согласно которым при углах встречи меньше критических в анизотропных породах они отклоняются в направлении падения слоев, а при углах встречи больше критического значения – вкрест простирания слоев породы, т. е. может происходить изменение направления искривления скважин в зависимости от угла встречи оси бурового инструмента и напластования горных пород.

Результаты исследований В. Бредли [47] позволяют также сделать вывод о том, что степень напряженного состояния породы при разрушении, а также размер области её упруго-пластического деформирования задают значение дестабилизирующей силы, воздействующей на инструмент. Так, для резца с углом приострения  $60^{\circ}$  усилие так называемой боковой силы  $F_d$  оказалось выше, чем для резца с меньшим углом приострения.

Анализ зависимостей (2.18) и (2.19) показывает, что значение  $M_{\rm on}$  для индентора с углом приострения 60° оказалось больше в 1,5–2,4 раза, чем у индентора, с углом приострения 30°, при условии равенства глубины их внедрения в породу, поскольку потребовалось более значительное осевое усилие на индентор для достижения глубины внедрения 3,8 мм. При этом площадка смятия горной породы была существенно больше по размеру. Следует полагать, что природа появления усилия  $F_d$  и момента  $M_{\rm on}$  одна и та же, а именно вызвана анизотропией физико-механических свойств горной породы.

Для случая, когда индентор имеет форму равносторонней трапеции (соответствует форме породоразрушающих вставок шарошечных долот для бурения горных пород средней твердости и твердых) с плоской площадкой (например, притупления) шириной b, площадка смятия горной породы будет складываться из площадки плоской части торца индентора, равной  $b \cdot l$ , и двух боковых, смятие которых производится наклонными поверхностями индентора (рис. 2.9).

Формула для расчета  $M_{on}$ , воздействующего на индентор в форме равносторонней трапеции, будет выглядеть следующим образом:

$$M_{\rm off} = P(a+0.5b)F(\gamma) = P(0.5b+h_{\rm T}tg\psi)F(\gamma), \qquad (2.20)$$

где P – осевая нагрузка на индентор, кН; a, b – размеры торца индентора (см. рис. 2.9), м;  $\psi$  – половина угла конусности индентора, град;  $h_{\rm T}$  – глубина внедрения индентора в породу, м.



Рис. 2.9. Схема для определения глубины внедрения в породу индентора в форме равносторонней трапеции

Глубина внедрения индентора в форме равносторонней трапеции в породу  $h_{\rm T}$ , которую можно использовать при расчете значения  $M_{\rm on}$ , может определяться по формуле, полученной в работе [10]:

$$h_{\rm T} = \frac{P - blp_{\rm III}(1 + tg\phi)}{2p_{\rm III}ltg\psi(\mu\cos\psi + \sin\psi)(1 + tg\phi)}.$$
 (2.21)

В формуле (2.21) обозначения аналогичны таковым в формулах (1.34) и (2.19).

Таким образом, на основании представленных материалов и полученных формул можно сделать вывод о том, что в процессе внедрения в анизотропную породу породоразрушающих элементов возникает опрокидывающий момент, который зависит от формы и размеров внедряемых элементов, наличия площадок притупления резцов. Величина опрокидывающего момента, воздействующего на буровой инструмент, оснащенный определенным количеством породоразрушающих элементов, будет складываться из суммы единичных моментов, воздействующих на каждый элемент. Например, если на торце долота имеется N породоразрушающих резцов, а из них  $N_p$  взаимодействуют с породой, разрушая забой, то суммарный опрокидывающий момент будет определяться через простую зависимость

$$M_{\rm off} = M_1 N_{\rm p},$$
 (2.22)

где  $M_1$  – опрокидывающий момент, воспринимаемый единичным породоразрушающим элементом, даН м;  $N_p$  – число породоразрушающих элементов, взаимодействующих с горной породой на забое.

При расчетах опрокидывающего момента  $M_{on}$  допустимо вместо параметра  $N_p$  использовать параметр N, полагая, что долото на забое находится без перекоса и все породоразрушающие элементы контактируют с горной породой. Значение  $M_1$  следует рассчитывать по ранее представленным формулам, которые позволяют определить величину момента, воздействующую на породоразрушающий элемент определенной формы – шарообразный, клиновидный или в виде трапеции.

Горизонтальные реакции, определенные в виде зависимостей (2.3) и (2.4), способны обеспечить отклоняющую силу, воздействующую на индентор, равную разности этих реакций. В то же время поворот индентора на угол  $\psi$  под действием  $M_{\rm on}$  обеспечивает другую составляющую отклоняющей силы. Результирующая отклоняющая сила, воздействующая на инструмент в плоскости забоя в транстропной породе, определяется из зависимости

$$P_{\rm or} = P\cos\gamma\sin\gamma(tg\phi_{\rm II}^{\rm II} - \phi_{\rm II}^{\perp}) + P\sin\psi.$$
(2.23)

На рис. 2.10 даны графики вида  $P_{ot} = f(\gamma)$  для дацита и аргиллита при K = 2, построенные по данным, аналогичным использованным для построения графиков  $M_{on} = f(\gamma)$  на рис. 2.5. Таким образом, на индентор или иной инструмент, деформирующий анизотропную породу, воздействует опрокидывающий момент  $M_{on}$  и отклоняющее усилие  $P_{ot}$ . Второй силовой фактор в основном вызван опрокидывающим действием  $M_{on}$  и имеет подчиненное значение, т. е. его действие на инструмент прекращается практически при устранении  $M_{on}$ .



Угол встречи, ү, град

Рис. 2.10. Зависимости отклоняющей силы, воздействующей на индентор при деформировании анизотропной породы, от угла встречи со слоистостью или сланцеватостью

Как уже отмечено, последствием действия  $M_{on}$  на индентор является перекос последнего. При  $\gamma > \gamma_{\kappa p}$  перекос происходит в направлениии ориентации индентора перпендикулярно слоистости, что связано с преимущественным сближением слоев породы.

При  $\gamma > \gamma_{\kappa p}$  происходит опрокидывание индентора в направлении падения слоев породы, так как при этом преобладает сжатие слойков по длине над деформацией сближения.

Равновесие, крайне неустойчивое, возникает при  $\gamma > \gamma_{\text{кр,}}$  когда наблюдается равенство деформации как в направлении слоев, так и перпендикулярно им. Угол поворота индентора  $\psi$ , измеренный экспериментально, позволяет определить  $M_{\text{оп}}$  и наиболее активную составляющую отклоняющей силы для конкретных горно-геологических условий применительно к бурению с использованием, например, шарового индентора:

$$M_{\rm off} = P \rho \psi \,, \tag{2.24}$$

$$P_{\rm ot} = P \psi \,. \tag{2.25}$$

Таким образом, объективными приметами упругопластического деформирования анизотропной породы являются, во-первых, перекос внедряемого индентора, во-вторых, как следствие перекоса, оригинальная асимметричная форма отпечатка индентора в породе. Последнее, очевидно, можно отметить только при вдавливании индентора в пластичную породу. Указанные приметы при точной количественной оценке могут быть средством определения величины  $M_{on}$  для конкретной пары «порода—индентор». Величина  $M_{on}$ , измеренная через угол  $\psi$ , очевидно, может служить не только для оценки анизотропности горной породы, но и величины  $M_{on}$ , действующей на инструмент при бурении, причем при определенной форме породоразрушающих элементов.

Предположив, что индентор вполне точно моделирует процесс упруго-пластического деформирования породы породоразрушающим инструментом, осуществим переход от зависимостей для расчета  $M_{on}$ , полученных для индентора, к формулам применительно к породоразрушающему инструменту. Такой переход, очевидно, следует осуществить, приняв условие, что на единичный резец воздействует элементарный момент  $M_{on}$ , а на весь инструмент будет оказывать действие сумма элементарных моментов. Тогда переход от зависимостей (1.7), (1.10), (2.18) и (2.20) осуществляется заменой осевой силы P, воздействующей на индентор, на осевое усилие  $P_{oc}$ , прилагаемое к породоразрушающему инструменту. Например, для алмазной коронки с овализованными алмазами формула расчета  $M_{on}$  будет иметь вид

$$M_{\rm off} = 1,25P_{\rm oc}F(\gamma)\sqrt{d_a h} , \qquad (2.26)$$

где h – рассчитывается по формуле (2.14) с заменой значения P на выражение  $P_{oc}/m$ ; m – число породоразрушающих резцов, взаимодействующих с породой на забое скважины.

## 2.2. Механика упругопластического деформирования горной породы с ортотропным типом анизотропии

Все рассмотренные в 2.1 положения теории справедливы для общего случая взаимодействия индентора или единичного резца с транстропной горной породой, обладающей одной выраженной плоскостью анизотропии (рис. 1.3, *a*). Поверхности прочности таких пород могут быть эллипсоидами или параболоидами вращения. Для пород с ортогональной анизотропией (рис. 1.3,  $\delta$ ), когда главных плоскостей анизотропии две, а поверхность прочности, например твердости или упругости, можно представить в виде трехосных эллипсоида или параболоида, расчет значения опрокидывающего момента несколько усложняется. На рис. 2.11 показана схема поверхно-

сти прочности ортотропной горной породы с удаленной (в пределах системы координат) четвертью. Вектор P соответствует направлению действующей осевой силы, что позволяет, зная угол  $\omega$  – между этим вектором и плоскостью OXV, определять значения проекций этого вектора на плоскости OXY и OYZ. Данные значения соответственно:  $P\cos\omega$  и  $P\sin\omega$ .

Учитывая значение угла встречи  $\gamma$  можно определить моменты  $M_{xy}$  и  $M_{xz}$ , действующие в плоскостях *ХОУ* и *ХОZ* соответственно.

Для плоского цилиндрического индентора формулы расчета опрокидывающих моментов будут иметь следующий вид:

$$M_{XZ} = \operatorname{Psin}\omega r [\cos^2\gamma \sin\gamma \sqrt{\frac{1}{K_1}} (1 - \mathrm{tg}\varphi_2^{\mathrm{II}}) - \sin^2\gamma \cos\gamma \sqrt{K_2} (1 - \mathrm{tg}\varphi^{\perp})], \quad (2.27)$$

$$M_{XY} = \operatorname{Pcos}\omega r [\cos^2\gamma \sin\gamma \sqrt{\frac{1}{K_1}} (1 - \operatorname{tg}\varphi_1^{\mathrm{II}}) - \sin^2\gamma \cos\gamma \sqrt{K_1} (1 - \operatorname{tg}\varphi^{\perp})], \quad (2.28)$$

где  $K_1$  и  $K_2$  – соотношение модулей упругости, замеренных перпендикулярно слоистости или сланцеватости (вдоль оси *OX*) и вдоль осей *OY* и *OZ* соответственно;  $\phi^{\perp}$ ,  $\phi_1^{\Pi}$  и  $\phi_2^{\Pi}$  – углы внутреннего трения, определенные при испытании породы перпендикулярно слоистости или сланцеватости (вдоль оси OX) и вдоль осей *OY* и *OZ* соответственно, град.



Рис. 2.11. Схема к расчету *М*оп для горной породы с ортотропным типом анизотропии

Из формул (2.27) и (2.28) следует, что при  $\omega = 0$  опрокидывающий момент, действующий на инструмент, равен  $M_{xy}$ , если же  $\omega = 90^{\circ}$ , на инструмент оказывает действие опрокидывающий момент, значение которого соответствует параметрам  $M_{xy}$ .

Результирующий опрокидывающий момент, действующий на внедряемый в ортотропную породу плоский цилиндрический индентор или резец, определяется из зависимости

$$M_{\rm off} = \sqrt{M_{xy}^2 + M_{xz}^2} = \Pr r \sqrt{\cos^2 \omega [F_1(\gamma)]^2 + \sin^2 \omega [F_2(\gamma)]^2}, \qquad (2.29)$$

где  $F_1(\gamma)$  и  $F_2(\gamma)$  – функции векторов  $M_{xy}$  и  $M_{xz}$  от угла встречи.

Подкоренное выражение в формуле (2.29) обозначим символом  $\Phi(\gamma)$ , который определяет функцию главного вектора опрокидывающего момента от угла встречи для горных пород с ортотропным типом анизотропии.

Направление действия  $M_{on}$  на координатной плоскости YOZ по отношению к оси OZ имеет вид

$$\beta_{M} = \operatorname{arctg} \frac{M_{xy}}{M_{xz}} = \operatorname{arctg} \frac{\cos \omega F_{1}(\gamma)}{\sin \omega F_{2}(\gamma)}.$$
(2.30)

Угол β<sub>м</sub> указывает направление возможного перекоса или отклонения внедряемого в ортотропную породу инструмента.

Значение критического угла исходя из положения, что опрокидывающий момент равен нулю, позволяет получить квадратное уравнение, корни которого определяются из зависимости

$$\gamma_{\rm \kappa p} = \operatorname{arctg} A - \sqrt{A^2 - B}, \qquad (2.31)$$

где

$$A = [(1 - \mathrm{tg}\varphi_1^{\mathrm{II}} - \mathrm{tg}^2\omega(1 - \mathrm{tg}\varphi_2^{\mathrm{II}})],$$

$$B = \frac{K_2 (1 - \mathrm{tg} \varphi_1^{\mathrm{II}})^2 + \mathrm{tg}^2 \omega (1 - \mathrm{tg} \varphi_2^{\mathrm{II}})^2 K_1}{K_1 K_2^2 (1 - \mathrm{tg} \varphi^{\perp})^2 (1 + \mathrm{tg}^2 \omega)}.$$

На рис. 2.12 приведены графические зависимости опрокидывающего момента, а также моментов  $M_{xy}$  и  $M_{xz}$  от угла встречи для ортотропной горной породы при следующих расчетных значениях:  $K_1 = 1,2$ ;  $K_2 = 1,4$ ;  $tg\phi^{II}_1 = 0.8$ ;  $tg\phi^{II}_2 = 0.9$ ;  $tg\phi^{\perp} = 0.7$ .





Угол  $\phi$  при расчете значения  $M_{on}$  принят 45°. При определении значений моментов  $M_{xy}$  и  $M_{xz}$  угол  $\omega$  принят 0° и 90° соответственно, что позволяет рассчитать значения названных моментов в тех случаях, когда вектор осевой силы совпадает с главными плоскостями анизотропии (плоскости *XOY* и *XOZ* на рис. 2.11). Из приведенных графиков следует, что значение момента  $M_{on}$  при разных значениях угла  $\omega$  находится в пределах ограниченных кривыми  $M_{xz}$  и  $M_{xy}$ .

Геометрические параметры кривой опрокидывающего момента повторяют уже полученные зависимости (рис. 2.5 и 2.6) и показывают наличие критического угла, величина которого может определяться из зависимости (2.9).

При построении графика  $M_{on} = f(\gamma)$ знак перед значением момента и его направленность по отношению к слоистости или сланцеватости определялся

знаком при значениях моментов  $M_{xy}$  и  $M_{xz}$ . При этом знак «+» указывает на направление искривления вдоль слоев породы, а знак «-» – вкрест слоистости или сланцеватости.

Угол  $\beta_{\rm M}$ , определяющий направленность действия  $M_{\rm on}$ , может изменяться в диапазоне угла  $\omega = 0-90^{\circ}$ .

Выделенная при анализе формулы (2.29) функция главного вектора  $\Phi(\gamma)$  по аналогии с функцией  $F(\gamma)$  может использоваться при расчете угла поворота внедряемого в породу с ортотропным типом анизотропии индентора или иного инструмента:

– для цилиндрического индентора  $\psi = \arcsin \Phi(\gamma)$ ;

– шарового индентора  $\psi = \arcsin(\sin \lambda_a \Phi(\gamma)).$ 

Полученные значения угла  $\psi$  позволяют по аналогии с решением, приведенным в виде формул (2.24) и (2.25), получить значения  $M_{\rm on}$  и  $P_{\rm or}$  для случая упругопластического деформирования ортотропной горной породы.

При упругопластическом деформировании горной породы с транстропным типом анизотропии ядро сжатия и линии равных деформаций под торцом индентора имеют асимметричную форму, близкую к эллипсоиду вращения или трехосного эллипсоида в зависимости от параметров анизотропности, что определяет общие закономерности разрушения и искривления скважин в анизотропных породах для инструментов с различными по форме и размерам породоразрушающими элементами.

Реакции деформируемой анизотропной породы с транстропным типом анизотропии обеспечивают действие момента сил, опрокидывающего индентор при  $\gamma < \gamma_{\rm kp}$  в направлении падения слоев породы, а при  $\gamma > \gamma_{\rm kp}$  – вкрест простирания слоев. Опрокидывающий момент  $M_{\rm on} = 0$  при  $\gamma = 0^{\circ}$ и  $\gamma = 90^{\circ}$ , а также при  $\gamma = \gamma_{\rm kp}$ . Величина  $\gamma_{\rm kp}$  определяется соотношением упругих реакций породы, действующих на торец индентора через ядро сжатия, в различных направлениях относительно слоистости или сланцеватости.

Под действием  $M_{\text{оп}}$  происходит перекос внедряемого в анизотропную породу индентора, а в направлении перекоса реализуется отклоняющая сила  $P_{\text{от}}$ . Угол перекоса индентора, измеренный экспериментально, позволяет определить  $M_{\text{оп}}$  и  $P_{\text{от}}$  и дать оценку анизотропности горных пород применительно к буровому процессу.

Основные закономерности упругопластического деформирования пород с транстропным типом анизотропии справедливы и для ортотропных с тем отличием, что величина и направленность опрокидывающего момента, функция главного вектора и другие выходные характеристики анизотропии определяются более широким кругом параметров прочности, упругости и внутреннего трения, а также углом ориентации вектора осевой нагрузки по отношению к главным плоскостям анизотропии при условии несовпадения вектора осевой нагрузки с той или иной главной плоскостью анизотропии.

При совпадении вектора осевой нагрузки с плоскостью анизотропии решение по определению и оценке влияния упругих реакций породы на внедряемый инструмент аналогично случаю для пород с транстропным типом анизотропии.

# 2.3. Исследование напряженного и деформационного состояния горных пород под торцом породоразрушающего инструмента

#### 2.3.1. Напряжения и деформации в изотропной горной породе

В результате взаимодействия породоразрушающего инструмента с забоем в горной породе под торцом инструмента формируется поле механических напряжений как результат объемно-геометрического суммирования напряжений от действия отдельных сил со стороны каждого породоразрушающего элемента. Объемное сложение единичных полей напряжений воссоздает общую картину поля напряжений и деформаций под торцом инструмента. Размеры поля механических напряжений определяются числом единичных резцов на его торце, находящихся в одновременном контакте с породой, и величиной напряжения под ними, что задается осевым усилием, передаваемым на породоразрушающий инструмент, а также упругими характеристиками горной породы. Конфигурация же поля деформаций и напряжений задается местом породоразрушающих элементов на торце инструмента, находящихся в контакте с породой, и анизотропностью упругости горной породы.

Под плоским круговым торцом для случая изотропной породы, когда напряжения и деформации от каждого породоразрушающего элемента распространяются в виде изосфер, объемно-геометрическое суммирование этих напряжений и деформаций дает общее поле напряжений и деформаций под торцом инструмента также в форме сфер с центрами, совпадающим с геометрическим центром инструмента. При этом изолинии напряжений и деформаций накладываются, повторяя друг друга.

Для кольцеобразных торцов инструмента поле напряжений и деформаций в породе, очевидно, будет выглядеть в виде усеченного тора. Данное утверждение основывается на экспериментальных данных Е.И. Быченкова [4], который показал наличие областей напряжений и деформации в породе для кольцеобразных торцов. Так, под плоским кольцеобразным торцом область напряжений и деформаций в породе выглядит торообразной, примыкающей к торцу плоской срезанной частью, т.е. коронка как бы заглублена равномерно в тор и последний захватывает участки керна и стенки скважины (см. рис. 1.9).

Для исследования напряженного состояния горных пород эффективно использование программ компьютерного моделирования. Проведенные исследования в среде *NASTRAN for Windows* [30] позволили смоделировать скважину с заданными физико-механическими свойствами горных изотропных пород. Данный этап работ предусматривает решение задачи контакта породоразрушающего инструмента, имеющего условный вид кольца с заданными свойствами практически недеформируемого тела, с забоем скважины.

В результате исследований получены изображения, характеризующие распределение напряжений в области разрушения изотропной горной породы в результате статического внедрения буровой коронки. Они позволяют произвести подробный анализ влияния формы торца внедряемого объекта, величин прикладываемых нормальных нагрузок, физикомеханических свойств моделируемого твердого тела на характер и величину деформаций, возникающих в области забоя испытуемых горных породах, а также условия кернообразования и характер распределения нагрузок в области керна. На первом этапе исследований был смоделирован контакт породоразрушающего инструмента, имеющего условный вид кольца с заданными свойствами практически недеформируемого алмаза, с забоем скважины с определенными физико-механическими свойствами слагающих пород.

Нагрузка, приложенная к кольцу, составляла 10000 Н. С целью имитации забоя скважины были заданы граничные условия в виде закрепления образца породы по всем поверхностям, за исключением поверхности нагружения.

При задании материала образца, имитирующего породу, были выбраны свойства, соответствующие граниту: модуль упругости E = 60000МПа, коэффициент Пуассона  $\mu = 0,23$ , плотность 2,7 гр/см<sup>3</sup>, предельно допустимое напряжение сжатия  $\sigma_{cж} = 160$  Па, предельно допустимое напряжение растяжения  $\sigma_{p} = 10$  Па.

На рис. 2.13 показан результат анализа распределения нормальных напряжений (напряжения сжатия и растяжения) по породе при кольцевом забое. Напряжения сжатия имеют положительные значения, а напряжения растяжения – отрицательные. Из этого следует, что в месте формирования керна и в самом инструменте действуют напряжения растяжения, а под торцом коронки и в породе – напряжения сжатия.



Рис. 2.13. Нормальные напряжения при кольцевом забое: 1– торцевая часть коронки; 2 – зона напряжений в месте формирования керна; 3 – зона напряжений под торцом коронки



Рис. 2.14. Напряжения, по Фон Мизесу, при кольцевом забое: 1 – торцевая часть коронки; 2 – зона напряжений в месте формирования керна; 3 – зона напряжений под торцом коронки

На рис. 2.14 представлен результат анализа распределения напряжений по породе. В данном случае действуют эквивалентные напряжения, по Фон Мизесу, – критерии предела прочности материала на сжатие, растяжение и деформацию. Напряжения сжатия имеют положительные значения, а напряжения растяжения – отрицательные. Отсюда следует, что в месте формирования керна и породоразрушающем инструменте действуют напряжения растяжения, а под торцом породоразрушающего инструмента и в породе – напряжения сжатия. Деформация наблюдается по всей поверхности нагружения.

На рис. 2.15 показано распределение касательных напряжений в породе при контакте с коронкой. По шкале видно, что под торцом коронки действуют максимальные напряжения, а в месте формирования керна – напряжения достаточно умеренные. Именно такое распределение напряжений обеспечивает оптимальные условия для получения качественного керна и его сохранности.



Рис. 2.15. Касательные напряжения при кольцевом забое: 1 –торцевая часть коронки; 2 – зона напряжений в месте формирования керна; 3 – зона напряжений под торцом коронки



Рис. 2.16. Анализ процесса деформации породы при кольцевом забое: 1 – зона максимальной деформации

На рис. 2.16 представлены результаты исследования процесса деформации породы в результате её контакта с коронкой. По шкале видно, что наибольшая деформация породы происходит под торцом коронки, в месте формирования керна деформация незначительная.

#### 1.5.2. Напряжения и деформации в анизотропной горной породе с транстропным типом анизотропии

Под плоским круговым торцом для случая анизотропной горной породы с транстропным типом анизотропии, когда деформации от каждого породоразрушающего элемента в упругом пространстве распространяются, например, в виде эллипсоидов или параболоидов вращения, формируется суммарное поле упругих деформаций с центром, совпадающим с гео-



Рис. 2.17. Схема для анализа деформаций и напряжений под торцом бурового инструмента

метрическим центром инструмента. Полагаем, что поле упругих деформаций в породе под торцом инструмента при напряжении  $\sigma_{\alpha}$ будет иметь конфигурацию эллипсоида вращения (рис. 2.17). Упругие реакции породы поместим за контуром эллипсоида и произведем расчет опрокидывающего момента  $M_{\text{оп}}$ , использовав ранее полученное выражение для  $M_{\text{оп}}$  (2.6), а также зависимости для определения вертикальных упругих реакций породы. В результате получим следующую формулу:

$$M_{\rm orr} = P_{\rm oc} \left[ R^{\rm II} \cos^2 \gamma \sin \gamma \left( 1 - tg \varphi_{\rm II}^{\rm II} \right) - R^{\perp} \sin^2 \gamma \cos \gamma \left( 1 - tg \varphi_{\rm II}^{\perp} \right) \right], \quad (2.32)$$

где  $R^{II}$ ,  $R^{\perp}$  – радиусы эллипсоида упругих деформаций в породе, м.

Радиусы  $R^{//}$  и  $R^{\perp}$  определяем, связывая деформацию породы с параметрами упругости, осевой нагрузкой и размерами внедряемого твердого тела цилиндрической формы, придерживаясь следующей аналитической версии:

$$R^{\perp} = R_{\mathfrak{g}} - (\xi^{\perp} - \xi), \ R^{\mathrm{II}} = R_{\mathfrak{g}} - (\xi - \xi^{\mathrm{II}}),$$

где  $R_{\rm s}$  – условный радиус сферы напряжения и деформации  $\sigma_{\rm u}$  для изотропной породы (рис 2.17), обладающей средними значениями модуля упругости и коэффициента Пуассона, характерными для анизотропной породы вдоль и перпендикулярно слоистости или сланцеватости при деформации  $\xi$ , м;  $\xi^{\perp}$ ,  $\xi^{\rm II}$  – деформации анизотропной породы перпендикулярно и вдоль слоистости или сланцеватости, м.

После подстановки в приведенные формулы выражений для значений деформации изотропной породы, которая характеризуется модулем упругости E = 0,5 ( $E^{II} + E^{\perp}$ ) и коэффициентом Пуассона  $\mu = 0,5$  ( $\mu^{II} + \mu^{\perp}$ ), а также для анизотропной породы с модулями упругости  $E^{II}$ ,  $E^{\perp}$  и коэффициентами Пуассона  $\mu^{II}$ ,  $\mu^{\perp}$ , получим:

$$R_{\rm M}^{\rm II} = R_{\rm g} - \frac{P_{\rm oc}}{2R_{\rm H}} \left[ \frac{4 - \left(\mu^{\perp} + \mu^{\rm II}\right)^2}{2 - \left(E^{\rm II} + E^{\perp}\right)} - \frac{1 - \left(\mu^{\rm II}\right)^2}{E^{\rm II}} \right],$$

$$R_{\rm M}^{\perp} = R_{\rm g} - \frac{P_{\rm oc}}{2R_{\rm H}} \left[ \frac{1 - \left(\mu^{\perp}\right)^2}{E^{\perp}} - \frac{4 - \left(\mu^{\perp} + \mu^{\rm II}\right)^2}{2 - \left(E^{\rm II} + E^{\perp}\right)} \right].$$
(2.33)

Для дальнейшего решения используем известные зависимости по определению нормального напряжения и величины контактного давления на забой при взаимодействии с изотропной породой цилиндрического твердого тела с плоским торцом [47]:

$$\sigma = \frac{3P_{\rm oc}}{8\pi R_{\rm H}^2}; \ p_{\rm K} = \frac{P_{\rm oc}}{\pi R_{\rm H}^2}.$$
 (2.34)

Использовав эти формулы, получим

$$R_{\rm g} = 0.5 R_{\rm H} \sqrt{\frac{3p_{\rm K}}{2\sigma}}.$$
 (2.35)

Формулу (2.35) введем в выражения для  $R^{\perp}$  и R'', а последние в формулу (2.32), что позволяет определить зависимость  $M_{\text{оп}}$  от размеров торца при равенстве  $p_{\kappa}$  и  $\sigma$ .

При этом, из полученной формулы следует, что чем меньше диаметр бурового инструмента, тем меньше  $M_{\rm on}$ . Последнее справедливо еще и потому, что равенство контактных давлений на забой для инструментов с различными размерами торца достигается при меньшем значении осевого усилия для инструмента меньшего диаметра.

Критический угол встречи определим из уравнения (2.32) при условии  $M_{\rm on} = 0$ :

$$\gamma_{\kappa p} = \operatorname{arctg} \frac{R^{\mathrm{II}} \left( 1 - \operatorname{tg} \varphi_{\Pi}^{\mathrm{II}} \right)}{R^{\perp} \left( 1 - \operatorname{tg} \varphi_{\Pi}^{\perp} \right)}.$$
(2.36)

Для буровой коронки с плоским торцом в анизотропных породах поле деформаций представляется в виде тора с эллиптическими сечениями кольца, ориентированными большей осью вкрест слоистости или сланцеватости породы (рис. 2.18).

Для определения величины  $M_{on}$ , воздействующего на торец коронки, определим радиусы эллипсоидов, получаемых при сечении поля деформации под торцом коронки. При решении придерживаемся прежней версии, что позволяет получить выражение

$$R_{g} = \frac{h_{\rm M}}{4} \sqrt{\frac{3p_{\rm K}}{2\sigma}}, \qquad (2.37)$$

где *h*<sub>м</sub> – ширина матрицы коронки, м.

Момент  $M_{\text{оп}}$ , воздействующий на торец коронки при бурении анизотропной породы, определяется из зависимостей (2.32), (2.33) и (2.34) с учетом последней формулы и при замене знаменателя 2  $R_{\text{H}}$  на выражение  $4h_{\text{M}}$ .

Для иллюстрации расчета зависимостей *M*<sub>оп</sub> проведем расчеты при:

$$R_{\pi} = R_{\text{H}}, \, \mu^{\perp} = 0,15, \, \mu^{\text{II}} = 0,2, \, E^{\text{II}} = 9800 \text{ МПа}, \, E^{\perp} = 4900 \text{ МПа}$$
  
 $\gamma = 60^{\circ}, \, \text{tg}\phi^{\text{II}}{}_{\pi} = 0,8, \, \text{tg}\phi^{\perp}{}_{\pi} = 0,7, \, p_{\kappa} = 9,8 \text{ и } 14,7 \text{ МПа}.$ 



Рис. 2.18. Схема для анализа деформаций и напряжений под торцом буровой коронки с плоским торцом матрицы

Результаты расчетов в виде графических зависимостей приведены на рис. 2.19, *a*, *б*. Кривые 1 и 2 (рис. 2.19, *a*) получены для кругообразных торцов при контактных давлениях на забой 9,8 и 14,7 МПа соответственно, что обеспечивается различными по величине осевыми нагрузками на инструменты разного диаметра и определяет равную механическую скорость бурения ими. Кривая 3 построена для этих же инструментов, но при P = 2000 даН. Кривые 4 и 5 получены для кольцеобразных торцов при  $P_{oc} = 9,8$  МПа, причем кривая 4 получена при  $r_{\rm BH} = 1$  см, а кривая 5 – при  $r_{\rm BH} = 2$  см.

Анализ графиков (рис. 2.19, *a*) показывает зависимость  $M_{on}$  не только от анизотропности, но и поперечных размеров торца инструмента, а именно поля напряжений и деформации в породе под ними при равенстве контактных давлений на забой, т. е. при условии реализации инструментами равных механических скоростей. Повышение  $p_{\rm k}$  за счет увеличения осевого усилия приводит к резкому возрастанию  $M_{\rm on}$ . Для коронок достигается значительно меньшая величина момента  $M_{\rm on}$ , причем он тем меньше, чем тоньше матрица коронки.

На рис. 2.19, б представлены графики зависимости  $M_{on}$  от угла встречи инструмента и слоистости с целью уточнения выводов о природе критического угла. Кривые 1 – 4 построены для круглого торца диаметром 46 мм (первые два графика) и 59 мм (два последующих) при  $p_{\kappa} = 9,8$  МПа (кривые 1 и 3), 14,7 МПа (2 и 4). Кривые 5 и 6 получены при  $p_{\kappa} = 9,8$  МПа для коронок диаметром 59 мм, кривая 5 построена для коронок с матрицей шириной 8,5 мм, а кривая 6 – для коронок с матрицей шириной 12 мм (коронка типоразмера ССК).



Рис. 2.19. Зависимости опрокидывающего момента от технико-технологических и геологических условий

Графики (рис. 2.19,  $\delta$ ) показывают соотношения  $M_{on}$  для инструментов с различными размерами торцов на всем интервале углов встречи, а также зависимость  $\gamma_{\kappa p}$  от различных факторов. Основные из них, как уже отмечалось, связаны со свойствами горной породы, что и определяет формирование асимметричных форм поля механических напряжений и деформаций в анизотропной породе.

Для сравнительной оценки влияния торцов коронок с наружной и внутренней ступенчатостью на искривление скважин, буримых в анизотропных породах, в дополнение к расчетам, показавшим влияние размеров торца инструмента, рассмотрим конфигурацию полей деформаций под коронкой с наружной (рис. 2.20, *a*) и внутренней (рис. 2.20, *б*) ступенчатостью.

Визуальное сравнение показывает, что при наружной ступенчатости асимметрия поля деформаций ориентирована за пределы ствола, что указывает на высокую деформированность породы в стенке скважины, а потому на преимущественное её разрушение и отклонение ствола от заданного направления. При внутренней ступенчатости поле деформации смещено в сторону керна, что указывает на вероятностное разрушение керна, но меньшую склонность скважины к искривлению.

Выполненный анализ подтверждает выводы А. И. Уржумова [42] и С. Н. Куцоконя [22, 28], которые на основании производственных данных показали, что наружная ступенчатость коронок ССК при бурении анизотропных пород приводит к повышению интенсивности искривления скважин. Поэтому для бурения рекомендуются коронки с двойным конусом матрицы (БС-09), плоским или закругленным торцом (К-09).



Рис. 2.20. Схемы для анализа влияния профиля торца коронки на конфигурацию контура поля деформаций в анизотропной горной породе: *a* – профиль с наружной ступенчатостью; *б* – профиль с внутренней ступенчатостью; σ<sub>и</sub>, σ<sub>a</sub> – контуры полей деформаций в изотропной и анизотропной породах соответственно



Рис. 2.21. Распределение эквивалентных напряжений по слоистой породе при наклонном залегании слоев: 1 –породоразрушающий инструмент; 2 –зона напряжений в месте формирования керна; 3 – зона напряжений под торцом породоразрушающего инструмента

Таким образом, формы профилей торцов породоразрушающих инструментов оказывают серьезное влияние на искривляемость скважин, что можно использовать для решения отдельных задач управления кривизной и направлением скважин, как ранее уже отмечалось специалистами ТПУ [41].

В то же время наряду с анализом распределения сил сопротивления разрушению и трения на контакте торца коронки с породой с учетом ориентации текстурных элементов породы, который положен в основу упомянутых исследований, важно учитывать и особенности напряженно-

деформационного состояния горных пород. Изменением геометрического места породоразрушающих элементов на торце инструмента, а также формы профиля торца можно формировать и задавать конфигурацию поля деформаций в анизотропной горной породе и, соответственно, влиять на направление скважин.

На рис. 2.21 показан результат компьютерного моделирования процесса силового взаимодействия алмазной коронки со специальным профилем торца (рис. 2.22), спроектированного для



Рис. 2.22. Алмазная коронка со специальной формой торца

условий бурения твердых анизотропных горных пород (патент на полезную модель РФ № 60588, Б.И. № 3, 2007 г.).

Из представленной схемы (рис. 2.21) следует, что напряжения в породе в слоистом массиве имеют определенные отличия как в связи со слоистым залеганием породы, так и специальной формой торца матрицы. Это проявляется в концентрации напряжений и некотором искажении формы областей напряжения под торцом коронки.

### 2.3.3. Напряжения и деформации в анизотропной горной породе с ортотропным типом анизотропии

Под торцом породоразрушающего инструмента при его взаимодействии с анизотропной горной породой с ортотропным типом анизотропии область упругих деформаций в отличие от анизотропных горных пород с транстропным типом анизотропии может получить форму, близкую к трехосному эллипсоиду или параболоиду. Придерживаясь аналитической версии, использованной для вывода уравнений (2.10–2.14), а также применяя метод определения опрокидывающего момента для случая взаимодействия с ортотропной анизотропной породой единичного индентора (рис. 2.2), запишем уравнения расчета моментов, действие которых связано с главными плоскостями анизотропии *XOY* и *XOZ* (рис. 2.11):

$$\mathbf{M}_{_{\mathrm{YH}}} = P_{\mathrm{oc}} \cos\omega \left[ R_{\mathrm{I}}^{\mathrm{II}} \cos^{2}\gamma \sin\gamma \left( 1 - \mathrm{tg}\varphi_{\mathrm{I}}^{\mathrm{II}} \right) - R^{\perp} \sin^{2}\gamma \cos\gamma \left( 1 - \mathrm{tg}\varphi^{\perp} \right) \right]; \quad (2.38)$$

$$\mathbf{M}_{_{\mathbf{H}\mathbf{H}}} = P_{\mathrm{oc}} \mathrm{sin}\omega \Big[ R_2^{\mathrm{II}} \mathrm{cos}^2 \gamma \mathrm{sin}\gamma \Big( 1 - \mathrm{tg}\varphi_2^{\mathrm{II}} \Big) - R^{\perp} \mathrm{sin}^2 \gamma \mathrm{cos}\gamma \Big( 1 - \mathrm{tg}\varphi^{\perp} \Big) \Big], \quad (2.39)$$

где  $R_{1}^{II}$ ,  $R_{2}^{II}$ ,  $R^{\perp}$  – радиусы трехосного эллипсоида упругих деформаций в породе, м;  $\phi_{1}^{II}$ ,  $\phi_{2}^{II}$ ,  $\phi^{\perp}$  – углы внутреннего трения в породе при деформировании в направлении слоев породы соответственно вдоль осей *OY* и *OZ* и перпендикулярно слоям (ось *OX*), град.

Значения радиусов эллипсоида деформаций определим согласно аналитической схеме решения, представленной в виде зависимостей (2.30 и 2.31):

$$R_{1}^{\mathrm{II}} = R_{\pi} - \frac{P_{\mathrm{oc}}}{2R_{\mathrm{H}}} \left[ \frac{4 - (\mu^{\perp} + \mu_{1}^{\mathrm{II}})^{2}}{2(\mathrm{E}_{\mathrm{xy}}^{\mathrm{II}} + \mathrm{E}^{\perp})} - \frac{1 - (\mu_{1}^{\mathrm{II}})^{2}}{\mathrm{E}_{\mathrm{xy}}^{\mathrm{II}}} \right];$$
(2.40)

$$R_{2}^{\mathrm{II}} = R_{\mathrm{g}} - \frac{P_{\mathrm{oc}}}{2R_{\mathrm{H}}} \left[ \frac{4 - (\mu^{\perp} + \mu_{2}^{\mathrm{II}})^{2}}{2(\mathrm{E}_{\mathrm{xz}}^{\mathrm{II}} + \mathrm{E}^{\perp})} - \frac{1 - (\mu_{2}^{\mathrm{II}})^{2}}{\mathrm{E}_{\mathrm{xz}}^{\mathrm{II}}} \right];$$
(2.41)

$$R^{\perp} = R_{_{\mathrm{H}}} - \frac{P_{_{\mathrm{OC}}}}{2R_{_{\mathrm{H}}}} \left[ \frac{1 - (\mu^{\perp})^2}{\mathrm{E}^{\perp}} - \frac{4 - (\mu^{\perp} + \mu_1^{\mathrm{II}})^2}{2(\mathrm{E}_{_{XY}}^{\mathrm{II}} + \mathrm{E}^{\perp})} \right], \qquad (2.42)$$

где  $\mu^{II}_{1}$ ,  $\mu^{II}_{2}$ ,  $\mu^{\perp}$  – коэффициенты Пуассона, замеренные при деформировании образца анизотропной породы вдоль слойков и перпендикулярно им (вдоль осей *OY*, *OZ* и *OX* соответственно);  $E^{II}_{xy}$ ,  $E^{II}_{xz}$ ,  $E^{\perp}$  – модули упругости, замеренные при деформировании образца анизотропной породы вдоль слойков и перпендикулярно им (вдоль осей *OY*, *OZ* и *OX* соответственно), Па.

Результирующий момент  $M_{on}$  определится как квадратный корень суммы квадратов моментов  $M_{xy}$  и  $M_{xz}$ , а значение критического угла встречи инструмента с породой, при котором  $M_{on} = 0$ , получит решение в виде корня квадратного уравнения:

$$\gamma_{\rm kp} = \operatorname{arctg}\left(C - \sqrt{C^2 - D}\right), \qquad (2.43)$$

где 
$$C = \frac{R_1^{II} (1 - tg \varphi_1^{II}) \cos^2 \varphi + R_2^{II} (1 - tg \varphi_2^{II}) \sin^2 \omega}{R^{\perp} (1 - tg \varphi^{\perp})};$$
  
 $(R^{II})^2 (1 - tg \varphi^{II})^2 \cos^2 \omega + (R^{II})^2 (1 - tg \varphi^{II})^2 s^2$ 

$$D = \frac{\left(R_{1}^{\text{II}}\right)^{2} \left(1 - tg\phi_{1}^{\text{II}}\right)^{2} \cos^{2}\omega + \left(R_{1}^{\text{II}}\right)^{2} \left(1 - tg\phi_{2}^{\text{II}}\right)^{2} \sin^{2}\omega}{\left(R^{\perp}\right)^{2} \left(1 - tg\phi^{\perp}\right)^{2}}.$$

Направление действия опрокидывающего момента  $M_{on}$  по отношению к слоистости или сланцеватости может определяться знаком при значениях моментов  $M_{xy}$  и  $M_{xz}$ . При этом знак «+» – это направление искривления вдоль слоистости, сланцеватости или флюидальности, а знак «-» – вкрест простирания слоистости, сланцеватости или флюидальности.

Поле механических напряжений и деформаций под торцом инструмента при вращательном бурении формируется как результат объемного геометрического суммирования напряжений и деформаций под каждым отдельным породоразрушающим элементом, при этом конфигурация поля механических напряжений и деформаций под торцом задается геометрическим местом породоразрушающих элементов на торце и анизотропностью упругости горной породы.

При равномерном распределении нагрузки по торцу инструмента (плоский торец без перекоса на забое) в изотропной породе поле механических напряжений и деформаций формируется в виде изосфер для каждого породоразрушающего элемента и в целом для инструмента, что обеспе-
чивает, например, для круглого торца сферическое поле напряжений, а для кольцевого – в виде усеченного тора. В анизотропной породе поле упругих деформаций трансформируется в асимметричное за счет различных значений упругости горной породы и соответствующих этим значениям способностей породы к упругому деформированию, например в эллипсовидные: эллипсоид вращения для круглого торца и тор с эллипсовидными продольными сечениями кольца, ориентированными длинной осью вкрест слоистости или сланцеватости для анизотропных горных пород с транстропным типом анизотропии.

Величина опрокидывающего момента, воздействующего на торец инструмента при бурении анизотропной породы, определяется размерами асимметричного поля упругих деформаций, а также величиной осевой нагрузки на инструмент, поэтому наиболее оптимальны для бурения анизотропных пород инструменты с малой площадью торца.

Природа критического угла с точки зрения процессов упругопластического деформирования породы при разрушении определяется неравенством параметров упругости в различных направлениях относительно бурящейся скважины, что предопределяет неравенство деформаций под породоразрушающими элементами инструмента и соответствующую им неравномерность разрушения породы на забое, стенке и керне скважины.

Сложные профили буровых инструментов (ступенчатые, конусные и др.) могут использоваться для решения отдельных задач управления процессом естественного искривления скважин, так как путем изменения геометрического места породоразрушающих элементов на торце инструмента можно формировать и задавать конфигурацию поля механических напряжений и деформаций в породе и соответственно управлять процессом неравномерного разрушения породы на забое, стенке и керне скважины.

Для анизотропных горных пород с ортотропным типом анизотропии область упругих деформаций приобретает форму, близкую к трехосному эллипсоиду или параболоиду, что приводит к зависимости азимутальной направленности  $M_{\rm on}$  от параметров упругости, прочности и внутреннего трения, замеренных вдоль слоистости, сланцеватости или флюидальности по двум направлениям и перпендикулярно слоистости или сланцеватости. При этом основные закономерности искривления скважин в анизотропных породах с различным типом анизотропии в основном аналогичны.

#### Глава 3 МЕХАНИКА ФОРМИРОВАНИЯ СТВОЛОВ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ ВРАЩАТЕЛЬНОГО БУРЕНИЯ АНИЗОТРОПНЫХ ГОРНЫХ ПОРОД

#### 3.1. Аналитическое исследование процесса формирования стволов скважин в процессе вращательного бурения анизотропных горных пород

Рассмотрим процесс разрушения анизотропной горной породы с транстропным типом анизотропии при бурении инструментом режущескалывающего типа. Для этого на забое скважины выделим четыре точки (рис. 3.1), различные по характеру действующих на них сил в момент разрушения породы. В точке 1 векторы сил в момент разрушения породы имеют направление, которое можно отразить в виде уравнения суммарного сопротивления разрушению породы резцом:

$$T_1 = F_{\rm p} + (P_{\rm or} - P_{\rm pc}),$$
 (3.1)

где  $F_{\rm p}$  – усилие на резание-скалывание породы и преодоление силы трения резца о породу, даН;  $P_{\rm or}$  – отклоняющее усилие на резец при его внедрении в анизотропную породу, даН;  $P_{\rm pc}$  – реакция со стороны стенки скважины и забоя на отклоняющее усилие, даН.

Соотношение сил  $(P_{or} - P_{pc})$  по воздействию на торцевые породоразрушающие элементы определим через параметр  $v_{\phi}/v_{6}$  – отношение скоростей фрезерования стенки скважины и бурения забоя.

По аналогии с зависимостью (3.1) получим подобное уравнение и для точки 3 на забое (рис. 3.1).

Уравнения для *T*<sub>1</sub> и*T*<sub>3</sub> запишем в следующем виде:

$$T_{1} = \pi r_{a} h_{1} \sigma_{c\kappa}^{II} + \frac{P_{oc} \mu^{II}}{m} + 2,5 \frac{P_{oc} v_{\phi}}{v_{\delta}} F(\gamma); \qquad (3.2)$$

$$T_{3} = \pi r_{a} h_{3} \sigma_{c\kappa}^{\perp} + \frac{P_{oc} \mu^{\perp}}{m} - 2,5 \frac{P_{oc} v_{\phi}}{v_{\delta}} F(\gamma), \qquad (3.3)$$

где  $h_1$ ,  $h_3$  – «динамическая» глубина внедрения резца в породу в точках 1 и 3, м;  $\sigma^{II}_{c\kappa}$ ,  $\sigma^{\perp}_{c\kappa}$  – пределы прочности породы на скалывание вдоль и перпендикулярно слоистости или сланцеватости, МПа.



Рис. 3.1. Схема процесса разрушения анизотропной породы резцами бурового инструмента в различных частях забоя скважины: 1–4 – номера резцов; *Т*<sub>1-4</sub> – усилия сопротивления разрушению породы резцами 1–4; *F*<sub>p</sub> – усилие резания-скалывания породы, реализуемое инструментом; *P*<sub>ot</sub> – отклоняющая сила, действующая на инструмент, вызванная анизотропией породы; *P*<sub>pc</sub> – реакция со стороны стенки скважины на действие отклоняющей силы

Глубина борозд разрушения в точках 2 и 4 будет средней относительно глубины борозд в точках 1 и 3 и равной, поэтому для нашего исследования имеет смысл рассмотреть работу резцов в точках 1 и 3, отметив лишь, что при бурении анизотропных пород в точках 2 и 4 забоя увеличивается сила трения за счет прижатия резцов к боковым сторонам борозд под действием отклоняющего усилия, увеличивается сопротивление на скалывание породы, так как резцы скалывают породу не только передней, но и боковой гранью, а также происходит фрезерование стенки скважины с усилием P, что увеличивает объем разрушаемой породы и в стенке скважины.

Для определения  $T_1$  и  $T_3$  находим  $h_1$  и  $h_3$  из формулы (2.14), вводя в нее усилие сопротивления разрушению как частичную компенсацию осевой нагрузки на инструмент, имея в виду отрицательные передние углы алмазных резцов [43]:

$$h_{1,3} = r_a - \sqrt{r_a^2 - \frac{P_{\rm oc} - T \sin\beta_{\rm II} \cos\beta_{\rm II}}{m\pi p_{\rm III} (1 + tg\phi_{\rm II})}},$$
(3.4)

где  $\beta_n$  – передний угол резца, град.

- 74 -

Передний угол резца шароообразной формы радиусом  $r_a$  определяется глубиной его погружения в породу  $h_{yn}$  и может рассчитываться по формуле

$$\beta_{\rm m} = 90^{\circ} - 0.5 \arccos \frac{r_a - h_{\rm yn}}{r_a},$$
 (3.5)

1

Для дальнейшего решения из зависимости (3.4) выразим T и приравняем последовательно к выражениям для определения  $T_1$  и  $T_3$ . После решения полученных уравнений относительно  $h_1$  и  $h_3$  получим

$$h_{31} = r_a (1-S) - \left\{ r_a^2 (1-S)^2 - \frac{P_{\rm oc} \left[ 1 - \cos\beta_{\rm n} \sin\beta_{\rm n} \left( \mu^{\perp} + \frac{v_{\rm \phi}}{v_{\rm o}} F(\gamma) \right) \right] \right\}^{\frac{1}{2}}}{m \pi p_{\rm III} (1 - \mathrm{tg} \varphi_{\rm n})} \right\}^{\frac{1}{2}}, \quad (3.6)$$

$$h_{1} = r_{a}(1-L) - \left\{ r_{a}^{2}(1-L)^{2} - \frac{P_{oc}\left[1 - \cos\beta_{\Pi}\sin\beta_{\Pi}\left(\mu^{\Pi} + \frac{v_{\phi}}{v_{6}}F(\gamma)\right)\right]}{m\pi p_{\Pi}(1 + tg\phi_{n})} \right\}^{\frac{1}{2}}, \quad (3.7)$$

где 
$$S = \frac{\sigma_{c\kappa}^{\perp} \cos\beta_{n} \sin\beta_{n}}{2p_{\mu} (1 + tg\phi_{n})}; L = \frac{\sigma_{c\kappa}^{\Pi} \cos\beta_{n} \sin\beta_{n}}{2p_{\mu} (1 + tg\phi_{n})}.$$

На рис. 3.2 даны графики зависимости глубины борозд разрушения на забое от угла встречи со слойками породы  $\gamma$ . Кривые 1 и 2 соответствуют случаю, когда соотношение  $v_{\phi}/v_{\delta}$  мало (0,0001), а кривые 3 и 4 построены при соотношении величин скоростей фрезерования стенки скважины и углубления забоя, равном 1.

Таким образом, на графиках отражены возможные предельные значения соотношений скоростей, определяющие формирование ствола скважины в анизотропных породах. Из них следует, что глубина борозд разрушения в точках 1 и 3 различна, причем больше при движении резцов в направлении восстания слоев (для шарообразного резца с отрицательным передним углом, а для резцов с положительным передним углом это положение, вероятно, будет иным). При соотношении  $v_{\phi}/v_{6}$ , равном 0,01 и 0,05 и менее кривые для  $h_1$  и  $h_3$  практически совпадают с кривыми 1 и 2, поэтому область реальных значений этих величин достаточно узка и определяется в основном диапазоном значений между кривыми 1 и 2.



Рис. 3.2. Зависимости глубины борозд разрушения анизотропной породы (*a*) и дестабилизирующего усилия  $\Delta T$  (*б*) от угла встречи: 1, 2 – глубина борозд при  $v_{\phi}/v_6 = 0,0001$ при перемещении резца в направлении и навстречу слоистости соответственно; 3, 4 – то же при  $v_{\phi}/v_6 = 1$ ; 5 –  $\Delta T$  при  $v_{\phi}/v_6 = 0,0005$ ; 6 –  $\Delta T$  при  $v_{\phi}/v_6 = 0,005$ ; 7 –  $\Delta T$  при  $v_{\phi}/v_6 = 0,05$ ; 8 –  $\Delta T$  при  $v_{\phi}/v_6 = 0,1$ 

Для оценки влияния динамической составляющей резанияскалывания породы на искривление скважины рассмотрим процесс взаимодействия с анизотропной породой двух резцов алмазной коронки, расположенных на ее торце диаметрально при угле встречи 90° >  $\gamma$  >  $\gamma_{\rm kp}$ .

В этом случае первый резец работает на забое навстречу восстания слоев породы (рис. 3.3, *a*), а второй, одновременно с первым, – в направлении восстания слоев породы (рис. 3.3, *б*). Условия работы групп резцов коронки при бурении анизотропной породы резко отличаются. В данном случае можно говорить о ситуации, при которой каждый из резцов бурового инструмента разрушает различные по своим механическим свойствам горные породы.

При этом различие в свойствах породы в разных частях забоя будет минимальным при углах встречи у инструмента со слоистостью или сланцеватостью, близких к 0 и 90°, а максимальным – при углах встречи 40–60°.

При объемном разрушении на передней грани резца формируется ядро сжатия-смятия породы. Из точки максимального касательного напряжения, которая располагается на вершине ядра сжатия-смятия породы, в направлении поверхности забоя «прорастает» трещина отрыва породы и таким образом формируется борозда разрушения породы глубиной  $h_1$  в первом случае и  $h_2$  – во втором (рис. 3.3, *a*, *б*).

Форма и размеры ядра сжатия-смятия задаются упругими характеристиками породы в направлении действия результирующего усилия *R*, углом встречи  $\gamma$  и величиной усилия на резец.



Рис. 3.3. Схема процесса резания-скалывания-раздавливания анизотропной горной породы алмазными резцами при перемещении их по забою навстречу восстания слоистости или сланцеватости (*a*, *в*) и в направлении слоистости или сланцеватости породы (*б*, *г*) при угле встречи γ > γ<sub>кр</sub> (*a*, *б*) и γ ≤ γ<sub>кр</sub> (*b*, *c*)

Поскольку порода в направлении слоистости или сланцеватости более упруга, чем перпендикулярно слойкам породы, то и размер ядра сжатия смятия в первом случае будет меньше, чем во втором. Соотношение размеров ядер сжатия породы будет близко к соотношению модулей упругости, характеризующих анизотропную породу в двух взаимно перпендикулярных направлениях, – вдоль и перпендикулярно слоистости или сланцеватости.

Размеры ядра сжатия породы определяют глубину формирования борозды разрушения. Во втором случае ( $h_2$ ) борозда глубже. В то же время сопротивление породы перемещению резца, внедренного в породу на указанную глубину, будет ниже также во втором случае, так как при перемещении резца в направлении восстания слоев трещина отрыва сечет породу согласно слоистости или сланцеватости (рис. 3.3,  $\delta$ ).

Результирующее усилие R при перемещении резца навстречу восстания слоев, как следует из схемы (рис. 3.3, a), ориентировано в направлении слоистости или сланцеватости. Во втором случае (рис. 3.3,  $\delta$ ) усилие R ориентировано перпендикулярно слойкам породы. Поэтому в первом случае усилие сопротивления разрушению породы больше, чем во втором. Максимальной разность сопротивлений будет тогда, когда направление действия усилия R в первом случае совпадет со слоистостью или сланцева-

тостью породы, а во втором – будет перпендикулярно слоистости или сланцеватости. Этот вариант при работе резцов коронки возможен при равенстве осевого усилия на резец  $P_{\rm oc}$  и усилия резания-скалывания породы  $F_{\rm p}$ . В этом случае угол  $\psi$  = arctg  $P_{\rm oc}$  /  $F_{\rm p}$  будет составлять 45° и сравняется с углом встречи инструмента со слойками породы  $\gamma$ .

Таким образом, при бурении анизотропной породы экстремальное значение интенсивности искривления возможно при угле встречи инструмента и слоистости  $\gamma = 40-50^{\circ}$  для породоразрушающих инструментов, обладающих вооружением, для которого характерно равенство усилий резания-скалывания и осевого. Рост усилия резания-скалывания до значения, близкого к осевому усилию на резец, возможен для инструмента, оснащенного дроблеными алмазами с острыми гранями.

Породоразрушающий инструмент с овализованными полированными алмазами характеризуется тем, что при работе резца усилие резания в 1,5–3 раза меньше осевого, а угол наклона общего усилия R (рис. 3.3) равен 60–70° [10]. Поэтому верхний предел интенсивности искривления для таких инструментов может наблюдаться при углах встречи 50–60°.

При угле встречи  $0 < \gamma \le \gamma_{\kappa p}$  (рис. 3.3, *в*, *г*) ядра сжатия породы как при перемещении алмазного резца навстречу, так и в направлении восстания слоев близки по размерам и форме. Поэтому при малых углах встречи можно говорить или о равенстве усилий резания-скалывания породы различными резцами коронки (при  $\gamma = \gamma_{\kappa p}$  дисбаланс сил резания-скалывания и соответственно дестабилизирующее усилие  $\Delta T$  равны 0), или о ситуации, при которой усилие резания-скалывания породы будет больше при перемещении резца в направлении восстания слоев породы ( $\gamma < \gamma_{\kappa p}$ , а  $\Delta T$  может поменять направление действия). При этом формируемые борозды разрушения  $h_3$  и  $h_4$  примерно одинаковы по глубине (рис. 3.3, *в*, *г*).

Для определения усилия  $\Delta T$ , действующего в плоскости забоя при резании-скалывании анизотропной породы, запишем разность сопротивлений разрушению половинами торца инструмента, к которым в данный момент принадлежат точки 1 и 3, выделенные на забое скважины. При этом ориентируем векторы этих сил перпендикулярно направлению простирания слоистости. В этом случае  $\Delta T$  определяется из зависимости

$$\Delta T = \sum_{n}^{i=1} T_{3} - \sum_{n}^{i=1} T_{1} = 0,125 \pi m \left( h_{3} \sigma_{c\kappa}^{\perp} - h_{1} \sigma_{c\kappa}^{\Pi} \right) d_{a} + 0,125 P_{oc} \left( \mu^{\perp} - \mu^{\Pi} \right) - 5 P_{oc} \frac{v_{\phi}}{v_{\phi}} F(\gamma), \qquad (3.8)$$

где  $h_1 = 0,25(h_1 + 3h_3); h_3 = 0,25(h_3 + 3h_1)$  – средние значения глубины борозд разрушения на забое для каждой из половин торца инструмента.

На рис. 3.2, б даны расчетные зависимости  $\Delta T$  от угла встречи породоразрушающего инструмента со слойками породы при различных соотношениях  $v_{\phi}/v_6$ : кривая 1 – 0, кривая 2 – 0,0005 (диапазон значений  $v_{\phi}/v_6$  – 0–0,0005 ориентировочно соответствует диапазону интенсивностей естественного искривления от минимального значения 1–2 до 15–20° на 100 м), кривая 3 – 0,005, кривая 4 – 0,05 (последние значения соотношения скоростей соответствуют интенсивности искривления скважин отклонителями, реализующими набор кривизны под действием отклоняющего усилия), кривая 5 – 0,1, что может соответствовать интервалу локальной кривизны. Расчет сделан при K = 1,5,  $\mu^{\perp} = 0,25$ ,  $\mu^{\Pi} = 0,2$ .

Анализ полученных графиков показывает, что усилие  $\Delta T$  достигает достаточно высоких значений, а абсолютные величины этого усилия при естественном искривлении скважин определяются в основном разностью коэффициентов трения о породу параллельно и нормально слойкам. При соотношении  $v_{\phi}/v_{\delta} < 0,005$  проявляется составляющая отклоняющей силы и отмечается характерная связь усилия  $\Delta T$  со значением угла встречи  $\gamma$ .

Расчеты по приведенной выше формуле показывают (рис. 3.2,  $\delta$ ), что усилие  $\Delta T$  в основном задается дисбалансом сил трения и усилий на резание-скалывание породы. Обе эти составляющие в разной степени зависят от осевой составляющей  $P_{\rm oc}$ : если сила трения напрямую определяется осевой нагрузкой, то дисбаланс сил резания-скалывания определяет влияние осевого усилия через глубину внедрения алмазных резцов. Из представленных кривых линии 5 и 6 по соотношению  $v_{\phi}/v_{\delta}$  более всего соответствуют реальным условиям естественного искривления – интенсивности искривления от 2 до 15° на 100 м. Для этих кривых максимальные значения  $\Delta T = 18 - 30$  даН при следующих условиях расчета: показатель анизотропии по упругости – 1,5 и коэффициенты внешнего трения 0,25 и 0,2 при перемещении резцов перпендикулярно и вдоль слоистости равны соответственно.

На рис. 3.4 приведены результаты исследования [28, 29, 30], работы алмазных резцов различной формы и установлены зависимости величины силы резания-скалывания породы от параметров режима бурения.

Данные зависимости показывают линейный рост усилия резанияскалывания породы по мере увеличения осевого усилия на алмаз и его снижение при повышении скорости перемещения резца при разрушении породы.

Из приведенных (рис. 3.4) графиков следует, что ожидаемые значения максимальной интенсивности искривления скважин, буримых алмазным инструментом, будут возможны при углах встречи более 45–50° и по мере роста частоты вращения инструмента угол встречи  $\gamma$ , соответствующий максимуму кривизны, также возрастет. Кроме того, очевидно, что при повышении осевого усилия будет отмечен рост дестабилизирующего усилия  $\Delta T$  и, как следствие, рост интенсивности искривления. При повышении частоты вращения может происходить снижение усилия  $\Delta T$  и интенсивности искривления скважин.



Рис. 3.4. Экспериментальные зависимости (данные ВИТР) усилия резания единичным алмазным резцом от осевого усилия на резец (*a*) и частоты вращения (*б*): 1 – частота вращения ω = 120 мин<sup>-1</sup>; 2 – 375 мин<sup>-1</sup>; 3–500 мин<sup>-1</sup>; 4 – 700 мин<sup>-1</sup>



Рис. 3.5. Экспериментальные зависимости дестабилизирующего усилия Δ*T* (*a*) и углубления за оборот коронки на забое *h* (*б*) от осевого усилия при различных значениях частоты вращения инструмента

Экспериментальные исследования, выполненные в ТПУ В. В. Кривошеевым [15], показали зависимость дестабилизирующего усилия от осевой нагрузки при различных значениях частоты вращения бурового инструмента (рис. 3.5, *a*). Согласно этим данным усилие  $\Delta T$  увеличивается по мере повышения осевой нагрузки. При этом наибольшие значения дестабилизирующей силы получены при наименьшей частоте вращения буровой коронки. В то же время до определенной величины осевого усилия  $P_1$  (рис. 3.5, *a*) влияние частоты вращения на величину  $\Delta F$  было обратным – большие значения дестабилизирующего усилия получены при более высокой частоте вращения.

Причины становятся понятны при анализе экспериментально полученных в других условиях (бурение долерита) зависимостей углубления за оборот буровой коронки на забое от осевой нагрузки при различных значениях частоты вращения инструмента (рис. 3.5,  $\delta$ ). Из графиков следует, что при малых значениях осевой нагрузки (до усилия  $P_1$ ) максимальное углубление за оборот достигнуто при наибольшей частоте вращения, что, вероятнее всего, соответствует условиям усталостно-поверхностного разрушения породы. Это утверждение основано на том, что усталостно-поверхностное разрушение породы реализуется не за счет активного внедрения резца, а вследствие циклически повторяющихся нагружений, деформаций и ослаблений породы и образования микротрещин на забое, углубление за оборот реализуется не за один, а за несколько проходов резца по породе. Поэтому величина углубления за оборот будет пропорциональна частоте вращения инструмента (частоте прохода резцов в единицу времени).

При осевом усилии более  $P_1$  наступает режим объемного разрушения породы, при котором резец преодолевает сопротивление, внедряется в породу и производит разрушение резанием-скалыванием. При этом активно работает ядро сжатия породы на передней грани резца, происходит скалывание породы перед резцом и с его боков и формируется борозда разрушения (рис. 3.2, 3.3) определенной глубины. В таких условиях глубина внедрения резца зависит от величины лобового сопротивления породы, которое увеличивается по мере роста частоты вращения. Поэтому при повышении частоты вращения возможно снижение углубления за оборот, что особенно вероятно при неизменном или недостаточном, по мере роста частоты вращения, повышении осевого усилия.

Таким образом, становится понятна связь величины дестабилизирующего усилия, воздействующего на инструмент при бурении анизотропных пород, с режимом разрушения породы и его параметрами:

– при усталостно-поверхностном режиме разрушения, когда осевая нагрузка недостаточна для эффективного разрушения породы (возможен случай, при котором под торцом коронки скапливается шлам при неудовлетворительной очистке забоя), рост частоты вращения способен приводить к повышению  $\Delta T$  и искривлению скважин (при этом, что немаловажно, порода на забое максимально упруга, а реакции забоя, формирующие дестабилизирующие силы, максимально активны);

 – при объемном разрушении породы рост частоты вращения инструмента способен приводить к снижению дестабилизирующего усилия и искривления скважин;

– повышение осевого усилия приводит к росту дестабилизирующего усилия и интенсивности искривления скважин, так как при этом увеличивается заглубление резцов в породу, возрастают упругие реакции сопротивления породы, что и является причиной роста усилия  $\Delta T$ .

Реакции разрушаемой породы  $T_1$  и  $T_3$ , определяющие появление усилия  $\Delta T$ , приложены ориентировочно в точках, совпадающих с центрами тяжести половин торца инструмента, а поскольку они не равны, равнодействующая этих сил  $\Delta T$  смещена от геометрического центра инструмента в сторону большей из реакций. В данном случае имеет место смещение мгновенного центра вращения бурового инструмента из геометрического центра в другую точку, что лишает его возможности равномерного вращения. В результате реализуется неравномерное вращение бурового инструмента с фрезерованием стенки скважины в одном преимущественном направлении, задаваемом  $M_{on}$ , с некоторой корректировкой усилиями  $\Delta T$  и сопротивлениям породы фрезерующему воздействию инструмента.

Результат расчета усилия  $\Delta T$  согласуется с экспериментальными данными и силовой теорией искривления В. В. Кривошеева [15], который показал впервые реальное существование усилия  $\Delta T$  и его зависимость от параметров режима бурения.



Рис. 3.6. Базированная алмазная коронка ТПУ

На основании данных исследований специалистами Томского политехнического университета разработаны базированные коронки (а.с. № 1620590) и коронки с различным числом алмазных резцов на внутренней и наружной поверхности матрицы (а.с. № 1657594).

Базированная коронка (рис. 3.6) состоит из корпуса 1, матрицы 2 с алмазами 3. Наружная часть торца корпуса наклонена под углом γ к поперечной оси. В наклонной части торца матрицы выбран паз 4, а в боковую поверхность вмонтированы базовые направляющие 5 и 6. Боковые поверхности матриц армированы наружными и внутренними подрезными алмазами. Базовые направляющие разнесены на угол β. Наружная поверхность матрицы коронки, заключенная между сторонами угла β, подрезными резцами не армирована.

При бурении осуществляется силовое взаимодействие торца коронки и горной породы. На наклонной части торца коронки в точке касания каждого алмаза с породой возникает поперечная радиальная составляющая, направленная к центру коронки. Поперечные силы, генерируемые в диаметрально противоположных точках, взаимно уничтожаются. Поскольку в матрице выбран паз 4, диаметрально противоположная часть матрицы формирует некомпенсированные радиальные силы, равнодействующуя которых  $F_r$  направлена к центру паза 4. В точке, диаметрально противоположной пазу 4, формируется  $F_{\tau}$  – равнодействующая тангенциальных сил, направленная противоположно вектору скорости вращения.

Равнодействующая *R* радиальной и тангенциальной сил направлена между базовыми накладками 5 и 6, что обеспечивает их равномерную загрузку. Коронка прижимается к стенке скважины базовыми направляющими, имеющими гладкую форму, которые не разрушают стенку скважины и не уводят ствол от заданного направления.

При появлении посторонней, дестабилизирующей равномерное вращение коронки силы, вызванной, например, разрушением анизотропной горной породы, величина и направление равнодействующей всех поперечных сил меняется, но не выходит за пределы сектора, ограниченного базовыми накладками 5 и 6, что исключает возможность прижатия матрицы её вооруженной частью к стенке скважины и резко снижает интенсивность отклонения скважины от первоначального направления [15].

Коронка (а. с. № 1657594) предназначена для изменения направления скважин в анизотропных породах за счет изменения направления результирующей силы сопротивления резанию-скалыванию породы при изменении числа контактирующих с породой резцов на внутренней боковой поверхности  $M_1$  и наружной боковой поверхности матрицы  $M_2$ . Угол смещения равнодействующей определяется зависимостью

$$\beta = \operatorname{arctgf} \frac{M_1 - M_2}{M_1 + M_2},\tag{3.9}$$

где f – коэффициент трения резцов о породу.

В связи с отмеченными выше положениями интересны некоторые результаты буровых работ, которые подтверждают полученные из приведенных исследований данные.

В обзорной информации ВИТР (Афанасьев И. С. и др., 1980) приведены данные об опыте финских фирм бурения скважин диаметром 56 и 46 мм тонкоматричными коронками (ширина матрицы 5,2 в сравнении со стандартными коронками, у которых матрица шириной 7 мм), что позволило получить снижение интенсивности искривления скважин. Здесь же приведены сравнительные данные бурения скважин диаметром 46 мм ССК (коронка с матрицей 11,2 мм) и обычным снарядом с применением тонкоматричных коронок. Согласно данным наблюдается снижение естественного искривления в два раза, которое обеспечивается за счет:

- малой ширины матрицы коронок;
- невысоких осевых нагрузок (400-500 даН);
- высоких частот вращения колонны (1000–2200 мин<sup>-1</sup>);
- высоких механических скоростей бурения (6-12 м/ч).

Специалисты бельгийской фирмы Diamant Boart разработали новый тип ССК, с помощью которого достигается аналогичный вышеописанному результат. При бурении ССК этого типа используются коронки диаметром 59,6 мм с толщиной матрицы 8 мм (12 мм у стандартной). Бурение производится при частотах вращения колонн 1000–1400 мин<sup>-1</sup>, что обеспечивает высокую механическую скорость (5–8 м/ч) и снижение интенсивности искривления.

Влияние площади торца коронок на интенсивность естественного искривления отмечается и при анализе данных А. И. Уржумова [44] и Ю. Т. Морозова [20]. Так, средняя интенсивность искривления скважин, пробуренных ССК-59 в Семипалатинской ГРЭ, составила 1,01° на 100 м, а пробуренных обычным снарядом с коронкой диаметром 59 мм – 0,54° на 100 м. При этом скважины, буримые ССК, занимают тот же угол относительно напластования горных пород, что и скважины, буримые обычным снарядом, только этот процесс реализуется более интенсивно.

В работе [30] показано, что оптимизация процесса разрушения горной породы при вращательном или вращательно-ударном бурении заключается в снижении до определенных размеров площади контакта алмазных коронок с породой и наложении ударных импульсов с энергией удара 20–25 Дж, что создает условия для объемного разрушения самых твердых горных пород. При этом отмечается, что ударные импульсы существенно повышают удельные нагрузки на породу, а это указывает на возможность бурения на пониженных осевых нагрузках в режиме вращательноударного бурения.

Последнее технологическое решение использовано при бурении скважин шарошечными долотами в режиме вращательно-ударного бурения, что обеспечило кроме увеличения механической скорости бурения снижение вибрации и затрат мощности на бурение, а также уменьшение интенсивности искривления скважин [28].

В процессе резания-скалывания анизотропной породы в плоскости забоя действует усилие  $\Delta T$  как результат геометрического суммирования единичных и не равных сил сопротивления разрушению породы резцами. Неравенство единичных сил, воздействующих на резцы, определяется раз-

личными значениями прочности породы на скалывание и коэффициентов трения при перемещении резцов в направлениях на восстание и по падению слоев породы, а также действием отклоняющего усилия со стороны забоя на инструмент, вызванного упруго-пластическим деформированием анизотропной породы.

Величина усилия  $\Delta T$  и степень его воздействия на процесс формирования ствола скважины во многом определяются соотношением скоростей фрезерования стенки скважины и углубления забоя. При этом чем выше скорость углубления забоя, тем меньше величина усилия  $\Delta T$  и вероятностная кривизна ствола скважины.

Усилие  $\Delta T$  влияет на характер движения породоразрушающего инструмента, создавая условия для его неравномерного вращения.

Технологические решения снижения усилия  $\Delta T$  состоят в уменьшении осевой нагрузки на инструмент, повышении частоты вращения с одновременной реализацией технологий бурения на высоких механических скоростях. Величина усилия  $\Delta T$  также определяется конструкцией бурового инструмента и размерами его торца. Например, она может быть минимальной для коронок с тонкой матрицей и оснащенных более мелкими алмазами.

# 3.2. Экспериментальные исследования разрушения анизотропных горных пород при бурении

## 3.2.1. Методика и результаты экспериментальных исследований физико-механических свойств анизотропного туфодацита

В качестве породы использовались дациты, туфодациты и трахидациды Забайкалья. На рис. 3.7 приведена фотография забоя скважины, пробуренной в блоке анизотропного туфодацита. Забой после бурения и распиловки блока пропитан керосином. Сплошной линией и штриховкой уточнен контур забоя, штриховой линией выделена зона распространения керосина по породе. Форма распространения керосина по породе показывает преимущественное распространение пористости вдоль плоскостей флюидальности породы.



Рис. 3.7. Разрез скважины, пробуренной в анизотропном туфодаците

Все этапы работ выполнялись при испытании образцов, полученных из единого монолита, с целью сопоставления результатов.

Эти породы являются эффузивными, а их изменение связано с гематизацией. Породы, в целом имеющие флюидальную текстуру, относятся к VIII–X категории по буримости, характеризуются различной степенью анизотропии, которая связана с полосчатым чередованием субпараллельных слойков различного состава, определяемых по цвету (светло- и темнокоричневые). В результате вулканической деятельности породы дополнительно изменены, что в совокупности определило рассланцевание, совпадающее с полосчатостью. Для пород характерна также локализованная плойчатость.

Из керна, полученного после разбуривания блока породы, а также из дополнительного материала этого же блока, изготавливались образцы для определения твердости и модуля упругости согласно методике Л. А. Шрейнера (ГОСТ 12288–66). Твердость дацита определялась при значениях угла встречи  $\gamma = 0$ ; 12; 27; 45; 50; 72 и 90° индентора с плоскостями флюидальности. Для исследований использовался стандартный индентор с площадью торца 1,77 мм<sup>2</sup>. Для определения твердости и упругости под углом  $\gamma = 0$ ; 45 и 90° к плоскостями флюидальности изготавливались образцы породы с плоскопараллельными плоскостями под перечисленными выше углами к плоскостей флюидальности. Для других случаев и значений угла встречи  $\gamma$  использовались образцы, изготовленные из керна. Для каждого случая определения твердости фиксировалась диаграмма деформации породы и рассчитывался модуль упругости по формуле

$$E = \frac{P(1 - \mu^2)}{d_{\mu}\xi_{y\pi}},$$
 (3.10)

где P – нагрузка, соответствующая упругой деформации, даН;  $\mu$  – коэффициент Пуассона;  $d_{\mu}$  – диаметр торца индентора, мм;  $\xi_{yn}$  – упругая деформация, мм.

По результатам работ вычислялось среднее значение твердости и модуля упругости по каждому из направлений относительно плоскостей флюидальности и рассчитывалось среднеквадратическое отклонение отдельных наблюдений. Так, например, для угла  $\gamma = 0^{\circ}$  среднеквадратическое отклонение – 85,3 МПа, а для  $\gamma = 90^{\circ} - 112,7$  МПа, что составляет не более 10 % от абсолютного среднего значения и в целом указывает на удовлетворительную точность результатов. Для точной оценки достоверности результатов определения твердости и модуля упругости использовался метод, основанный на выборе желаемой точности исходя из относительной ошибки средней величины, которая принята равной 10 %. Данная методика

базируется на критерии Стьюдента. В соответствии с указанным методом выяснено, что при средней твердости перпендикулярно слоям 1123,1 МПа и среднеквадратическом отклонении отдельных наблюдений 112,7 МПа, точности 10 % можно достигнуть достоверность 90 % не менее чем пятью наблюдениями. Для случая определения твердости вдоль слоев при средней твердости 1854,2 МПа и среднеквадратическом отклонении 85,3 МПа для тех же точности и достоверности достаточно четырех наблюдений. Поэтому при исследовании твердости было сделано не менее пяти наблюдений по каждому из направлений относительно сланцеватости, что соответствует достоверности 90 %.

Поскольку модуль упругости рассчитывался по кривым деформации, полученным при определении твердости, результаты определения этого параметра также соответствуют названным значениям достоверности и точности.

Согласно ГОСТ 21253.4–75 рассчитаны предельные значения напряжений породы на сжатие  $\sigma_{c*}$  и растяжение  $\sigma_p$ , коэффициенты Пуассона  $\mu$  вдоль и перпендикулярно флюидальности. Значения  $\mu$  использовались при расчетах модуля упругости, а значения  $\sigma_{c*}$  и  $\sigma_p$  при определении углов и коэффициентов внутреннего трения согласно формуле (2.8).

Среднеквадратические отклонения от средних значений составляли для  $\sigma_{p} \pm 147$  кПа, а для  $\sigma_{cx} \pm 303,8$  кПа, что при пяти испытаниях обеспечило достоверность результатов 90 % при точности не менее 10 %.

Полученные образцы керна, а также изготовленные дополнительно образцы породы использовались для опытного определения угла  $\psi$ . Для измерения названного угла использовалась специально разработанная

установка на базе гидропресса. Опытная установка показана на рис. 3.8. В нее входит наковальня 1 и плита давления гидропресса 2. Для исследований использовался шаровой индентор 3. Для измерения нагрузки применялись динамометры 4 типа ДОС и ДОР с диапазоном измерений 300, 3000 и 5000 даН.

Образцы породы 5 помещались в металлическое кольцо 6. В качестве образцов использовался распиленный керн диаметром 42 мм. Высота образцов составляла 35–40 мм. Кольца 6 предохраняли образец 5 от преждевременного разрушения при нагружении индентора 3 значительным усилием даже при малом размере образца породы. Деформация



Рис. 3.8. Схема установки для определения угла поворота шарового индентора при его внедрении в анизотропную горную породу

сжатия породы и угол поворота индентора 3 измерялись индикаторами типа КИ (цена деления 0,01 мм). Индикатор 7 фиксировал перемещение плиты давления 2 ( $l_n$ ), индикатор 8 позволял определить перемещение стрелки 9, закрепленной на инденторе 3 ( $l_y$ ). Линейная деформация образца рассчитывалась по показаниям индикаторов 7 и 8, а также индикатора динамометра 4 ( $l_n$ ):  $\xi = l_n - l_n$ .

Угол поворота шарового индентора у определялся из зависимости

$$\psi = \arcsin \frac{B}{L_c},$$
(3.11)

где *В* – расчетный параметр, мм; *L*<sub>c</sub> – длина стрелки 9, мм.

Параметр *B* рассчитывается из соотношения  $\xi$  и  $l_y$ : если поворот стрелки происходит вниз, то  $B = l_y - \xi$ , если вверх, то  $B = l_y + \xi$  или  $\xi - l_y$ . Индентор 3 устанавливается относительно образца 5 с ориентацией стрелки 9 строго перпендикулярно простиранию флюидальности породы. Основание 10, образец породы 5, индентор 3 и динамометр 4 устанавливались перед испытанием строго соосно.

При исследовании образцов туфодацита проведено три цикла экспериментов с использованием шарового индентора диаметром 15 мм в диапазоне усилий нагружения 0–3000 даН с интервалом 100±5 даН. В каждом случае сделано 30 точек замеров угла поворота индентора и линейной деформации, а таковых для одного цикла исследований предусмотрено шесть при  $\gamma = 0, 12, 27, 50, 72, 90^{\circ}$ .

Результаты определения твердости туфодацита в плоскости, перпендикулярной флюидальности, приведены в табл. 3.1 и на рис. 3.9, *б*, согласно которым показатель анизотропности по твердости  $K_{\rm T} = 1,65$ , а распределение твердости по отношению к флюидальности достаточно близко к закону эллипса. В плоскости флюидальности туфодацит практически изотропен.

На рис. 3.9, *а* представлены диаграммы деформации туфодацита, полученные при определении твердости. Согласно этим данным туфодацит можно характеризовать как анизотропную упруго-пластичную породу средней твердости.

По диаграммам деформации туфодацита рассчитаны модули упругости и коэффициенты пластичности. Диапазон значений нагрузки, при которых рассчитаны модули упругости, принимался из условия упругого деформирования породы на данном участке графика и при  $\gamma = 0^{\circ}$  составил 90–240 даН, при  $\gamma = 12^{\circ} - 90$ –210 даН, а для других значений угла встречи – 90–180 даН.

Коэффициент Пуассона определен при испытаниях туфодацита на предел прочности на сжатие вдоль и перпендикулярно сланцеватости и соответственно составил 0,07 и 0,1.



Рис. 3.9. Диаграмма деформирования (*a*) и полярная диаграмма твердости туфодацита (б) в плоскости, перпендикулярной слойкам

Полученные экспериментально значения параметров позволили рассчитать комплексный показатель, объединяющий все параметры свойств, оказывающих влияние на буримость, – работу, затраченную на упругопластическое деформирование породы при ее разрушении вдавливанием индентора [28]:

$$A_{\rm p} = \frac{\pi^2 p_{\rm III}^2 r^3 (1 - \mu^2) K_{\rm III}}{4E}.$$
 (3.12)

Результаты определения параметров физико-механических свойств туфодацита и его буримости приведены в табл. 3.1.

Как следует из представленных данных, наибольшие значения твердости, упругости, коэффициента пластичности, удельной контактной работы разрушения получены при испытании горной породы вдоль слойков флюидальности, а наименьшие – перпендикулярно им.

С целью расчета углов и коэффициентов внутреннего трения при деформировании породы вдоль и перпендикулярно флюидальности определены предельные значения напряжений на сжатие и растяжение по этим направлениям. Указанные значения параметров составили:  $\sigma_p^{II} = 12963,5$  кПа,  $\sigma_p^{\perp} = 21658$  кПа (соотношение 1,67),  $\sigma_{cm}^{II} = 12287,2$  кПа,  $\sigma_{cm}^{\perp} = 151900$  кПа (соотношение 1,24).

Полученные значения параметров прочности позволили рассчитать значения углов и коэффициентов внутреннего трения:  $\phi_{\pi}^{II} = 36,5^{\circ}$ , tg  $\phi_{\pi}^{II} = 0,82$ ;  $\phi_{\pi}^{\perp} = 34,9^{\circ}$ , tg  $\phi_{\pi}^{\perp} = 0,7$ .

Угол встречи индентора и слойков	Твердость горной породы <i>р</i> <sub>ш</sub> , МПа	Модуль упругости горной породы <i>Е</i> , МПа	Коэффициент пластичности горной породы <i>К</i> <sub>пл</sub>	Удельная контактная работа разрушения <i>А</i> <sub>р</sub> , Дж	Механическая скорость бурения v <sub>б</sub> , м/ч, в точках поля эксперимента*	
породы ү, град					В	С
0	1854	10143	4,2	1,473	_	_
12	1747	9528	3,91	1,303	8,3	15,23
27	1568	7948	3,9	1,254	10,1	19,0
45	1440	7000	3,42	1,058	_	_
72	1162	6285	3,2	0,716	12,6	26,0
90	1123	5836	3,1	0,69	_	_

### Параметры физико-механических свойств и буримости туфодацита под различными углами к плоскостям флюидальности

\* См. рис. 3.11, *а,* б

На рис. 3.10 представлена экспериментальная зависимость  $\psi = f(\gamma)$  при трех значениях усилия *P*, где 400 даН – этап упругой деформации породы; 800 даН – этап завершения упругого деформирования породы; 1200 даН – этап завершения пластического деформирования породы.





Графики соответствуют теоретической зависимости по характеру и показывают рост угла ψ по мере развития упругих деформаций. При пластическом деформировании угол ψ увеличивается незначительно и его рост после этого практически прекращается. Отмеченная связь угла ψ с видом деформации породы подтверждает природу опрокидывающего момента, воздействующего на торец инструмента и индентора при их внедрении в анизотропную породу, как результат действия упругих реакций деформируемых слоев породы.

Расчетные зависимости (рис. 3.10)  $\psi = f(\gamma)$  получены из формулы

 $\psi = \arcsin[\sin \alpha_a F(\gamma)].$  (3.13)

Значение sinα<sub>a</sub> в этой формуле рассчитано для шарообразного индентора по значениям ρ, согласно зависимостей (2.16) и (2.17), которые соответствовали упругому деформированию породы при усилиях сжатия 400, 800 и 1200 даН. При расчетах использовались значения твердости, упругости и коэффициентов внутреннего трения, полученные при исследовании свойств дацита.

Сопоставление экспериментальных и аналитических зависимостей показывает совпадение их основной характеристики и очень близкое совпадение теоретического (19,5°) и экспериментального (24°) значений критического угла встречи. В то же время по абсолютному значению углов  $\psi$  расхождение составило до 3 раз, причем чаще расчетные значения оказывались выше. Последнее, очевидно, связано с тем, что полученные аналитические зависимости не учитывают каких-либо внешних связей, таких как силы внешнего трения, а потому оказываются завышенными. В целом же соответствие теории и эксперимента можно признать удовлетворительным.

## 3.2.2. Методика и результаты экспериментальных исследований анизотропности горных пород по буримости

Разбуривание туфодацита производилось станком СКБ-4, установленным на эстакаде, алмазной коронкой О1АЗ диаметром 59 мм. На данном этапе работы проведены в соответствии с планом полного факторного эксперимента типа 2<sup>2</sup>, т. е. с варьированием двух основных влияющих параметров – осевого усилия P<sub>oc</sub> и частоты вращения ω. Первый параметр изменялся от 750 до 1350 даН, второй – от 280 до 710 мин<sup>-1</sup>. Перед опытными работами проведена тарировка осевого усилия динамометром типа ДОС. В соответствии с планом эксперимента сделано четыре опыта с трехкратным дублированием замеров механической скорости бурения *v* для каждого направления бурения относительно плоскостей флюидальности, а таковых удалось сделать четыре: 12, 27, 50 и 72°. Углы встречи со слойками породы замерены фактически по кернам и рассчитаны как средние в пределах интервала бурения. Длина скважин в одном из направлений составляла 40-50 см. В соответствии с методикой эксперимента построены математические модели влияния факторов на отклик *v* для каждого из направлений бурения относительно плоскостей флюидальности.

Ошибка определения механической скорости бурения по условиям эксперимента не превышала 8–9 % от среднего значения откликов, что позволило построить модели с достоверностью 90 %. Модели, согласно методике, проверены на адекватность и значимость факторов по критерию Фишера.

Показатель анизотропии горных пород по буримости характеризует степень влияния суммы факторов на процесс естественного искривления

скважин. К таким факторам прежде всего относятся тип инструмента и параметры режима бурения. Показатель анизотропности горной породы (в пределах проведенного эксперимента) определялся как соотношение механических скоростей бурения, полученных при бурении под различными углами, к плоскостям флюидальности туфодацита.

В результате опытного бурения туфодацита построены математические модели влияния осевого усилия и частоты вращения на механическую скорость бурения для каждого из направлений относительно сланцеватости:  $\gamma = 12^{\circ} (v_{12}), 27^{\circ} (v_{27}), 50^{\circ} (v_{50})$  и  $72^{\circ} (v_{72})$ . Эти модели после проверки на адекватность и значимость факторов имеют следующий вид:

$$\begin{array}{c} v_{12} = 8,3 + 2,18P + 3,6\omega + 1,2P\omega \\ v_{27} = 10,1 + 2,1P + 5,4\omega + 1,4P\omega \\ v_{50} = 10,8 + 2,3P + 6,1\omega + 1,6P\omega \\ v_{72} = 12,6 + 3,45P + 7,6\omega + 2,35P\omega \end{array} ,$$
(3.14)

где P и  $\omega$  – параметры режима бурения в закодированном выражении с пределами значений от 1 до –1.

В соответствии с моделями построены графики зависимостей механической скорости бурения от параметров режима бурения.

На рис. 3.11, *а*, *б* даны графики для моделей  $v_{12}$  и  $v_{72}$ . Соотношение механических скоростей в одноименных точках поля эксперимента позволяет получить характеристику анизотропии по буримости в пределах варьирования параметрами режима бурения. На рис. 3.11, *в* даны графики показателя анизотропии по буримости  $K_v = \frac{v_{72}}{v_{12}}$ . Другие соотношения скоростей показывают практически аналогичную картину (рис. 3.11, *в*), но с меньшими значениями показателя  $K_v$ .

На рис. 3.11,  $\epsilon$  дана диаграмма значений механических скоростей в различных направлениях относительно сланцеватости. Приведенные кривые  $A, B, C, \mathcal{A}$  построены по значениям механических скоростей из одноименных точек (рис. 3.11,  $a, \delta$ ). Как следует из графиков, кривые A и  $\mathcal{A}$ , полученные при минимальной частоте вращения и минимальной и максимальной осевых нагрузках, близки геометрически к четвертям окружностей. В точках B и C поля эксперимента кривые зависимостей механической скорости бурения от угла встречи со сланцеватостью аппроксимируются кривыми, близкими геометрически к четвертям эллипсов при  $K_v = 1,52$  и 1,7 соответственно.



Рис. 3.11. Результаты бурения анизотропного туфодацита: *а*, *б* – графики механической скорости бурения в зависимости от осевого усилия и частоты вращения инструмента при угле встречи со слойками породы 12° и 72°; *в* – графики показателя анизотропии по буримости *К*<sub>ν</sub> туфа в зависимости от осевого усилия и частоты вращения инструмента; *г* – полярные диаграммы распределения скорости бурения в зависимости от угла встречи инструмента со слойками породы, полученные в точках *A*, *B*, *C* и *D* (рис. 3.11, *a*, *б*)

Для более детального анализа процесса буримости анизотропного туфодацита на рис. 3.12 представлены графики зависимости углубления за один оборот  $h_0$  от осевого усилия при минимальной (280 мин<sup>-1</sup>), средней (495 мин<sup>-1</sup>) и максимальной (710 мин<sup>-1</sup>) частотах вращения инструмента и при углах встречи 12° (рис. 3.12, *a*), 27° (рис. 3.12, *б*) и 72° (рис. 3.12, *в*).



Рис. 3.12. Опытные зависимости углубления за оборот алмазной коронки от параметров бурения и угла встречи инструмента со сланцеватостью туфодацита: *а* – угол встречи 12°; *б* – угол встречи 27°; *в* – угол встречи 72°; 1 – частота вращения коронки 280 мин<sup>-1</sup>; 2 – 495 мин<sup>-1</sup>; 3 – 710 мин<sup>-1</sup>

Проведенные на данном этапе опытные работы показали следующее. Туфодацит является анизотропной горной породой, причем показатель анизотропности по буримости не постоянен и находится в зависимости от частоты вращения (справедливо для использованного диапазона параметров режима бурения и применяемого инструмента). Отмеченная зависимость, очевидно, связана с тем, что порода не является твердой и при минимальном (по условию эксперимента) Р<sub>ос</sub> наступает ее объемное разрушение, а потому основной прирост скорости бурения определяется ростом частоты вращения. В связи с этим рост показателя анизотропии по буримости происходит при повышении частоты вращения. Распределение значений механических скоростей относительно сланцеватости туфодацита имеет вид, близкий к окружности при малых значениях частоты вращения и эллипсу при более значительных частотах вращения (см. рис. 3.11, *а*-*г*). При этом меньшие значения показателя анизотропии, судя по графикам зависимости углубления за один оборот (рис. 3.12), соответствуют условиям объемного разрушения горной породы (рис. 3.12, а), а с переходом к режиму усталостно-поверхностного разрушения, происходит рост показателя анизотропии (рис. 3.12, б, в).

Для уточнения результатов оценки анизотропии туфодацита была проведена вторая серия экспериментов при бурении станком БСК-2М2-100 алмазной однослойной коронкой диаметром 36 мм (работы выполнены П. С. Пушминым) [35].

На основании результатов опытного бурения, проведенного по методике полного факторного эксперимента, построены математические модели влияния осевого усилия  $P_{oc}$  (фактор  $x_1$ ), частоты вращения  $\omega$  (фактор  $x_2$ ), содержания поверхностно-активного вещества (ПАВ) в промывочном агенте *S* (фактор  $x_3$ ) и угла встречи оси инструмента с плоскостями флюидальности спекшегося туфодацита  $\gamma$  (фактор  $x_4$ ) на механическую скорость бурения v (3.15) и углубление за один оборот  $h_o$  (3.16).

При проведении эксперимента осевая нагрузка изменялась в пределах 250–600 даН, частота вращения коронки – 150–560 мин<sup>-1</sup>, количество ПАВ в растворе воды – 0 до 0,3 % и угол встречи –  $\gamma$  25 – 80°.

После того как из моделей исключили малозначимые сочетания факторов, были получены следующие эмпирические зависимости:

$$v = 3,1 + 2,01P_{\rm oc} + 1,79\omega + 0,8S + 0,59\gamma + 1,18 P_{\rm oc}\omega + 0,49 P_{\rm oc}S + 0,23$$
$$P_{\rm oc}\omega + 0,56\omega S + 0,19\omega \gamma - 0,11S\gamma + 0,4 P_{\rm oc}\omega S; \qquad (3.15)$$

$$h_{\rm o} = 1,37 \cdot 10^{-4} + 1,53 \cdot 10^{-5} P_{\rm oc} + 7,76 \cdot 10^{-5} \omega + 3,65 \cdot 10^{-5} S + 3,28 \cdot 10^{-5} \gamma + 1,08 \cdot 10^{-5} P_{\rm oc} \omega + 2,33 \cdot 10^{-5} \omega S + 1,18 \cdot 10^{-5} \omega \gamma - 8,28 \cdot 10^{-6} P_{\rm oc} \gamma.$$
(3.16)

Анализ данных математических моделей позволяет говорить о характере и степени влияния каждого из факторов эксперимента, как в отдельности, так и совокупности, на механическую скорость бурения и углубление за один оборот алмазного инструмента.

Модель (3.15) показывает, что наибольшее влияние на механическую скорость при бурении блока спекшегося туфодацита практически в равной степени было оказано прилагаемым на инструмент осевым усилием и частотой вращения. Вместе с тем можно отметить значительное влияние на механическую скорость бурения названных факторов в совокупности. Влияние количества ПАВ и угла встречи оказалось положительным, причем отмечено более значительное влияние ПАВ на рост механической скорости. Повышение угла встречи также приводит к повышению механической скорости бурения. Любопытно, что сочетание количества ПАВ и роста угла встречи  $\gamma$  показало отрицательную динамику на увеличение механической скорости бурения.

Анализ математической модели (3.16) позволяет отметить существенное воздействие частоты вращения инструмента на его углубление за один оборот. Следующими по значимости факторами можно назвать соответственно количество ПАВ в составе очистного агента и угол встречи с плоскостями флюидальности. Осевое усилие в этом ряду оказалось последним, что нетипично для алмазного бурения. Это, очевидно, связано с тем, что при выбранных для проведения эксперимента значениях осевого усилия был полностью использован выпуск резцов из матрицы коронки и дальнейший рост осевого усилия не приводил к заглублению резцов в туфодацит. По этой же причине сочетание таких факторов, как осевое усилие и угол встречи, привело к отрицательному влиянию на рост углубления инструмента, несмотря на то, что увеличение угла встречи приводит к снижению твердости горной породы.

На основании математической модели (3.15) рассчитаны и построены графические зависимости механической скорости от параметров режима бурения и углов встречи с плоскостями флюидальности породы при бурении с технической водой (рис. 3.13) и эмульсионным раствором (концентрация ПАВ 0,3 %), рис. 3.14.



Рис. 3.13. Результаты стендового бурения спекшегося туфа: зависимости *v* от параметров режима бурения и от углов встречи с плоскостями флюидальности при бурении с технической водой



Рис. 3.14. Результаты стендового бурения спекшегося туфа: зависимости *v* от параметров режима бурения и от углов встречи с плоскостями флюидальности при бурении с технической водой с добавлением сульфонола (ПАВ) 0,3%

Анализ представленных графических зависимостей позволяет говорить о повышении механической скорости бурения по мере увеличения угла встречи у при бурении, как с применением воды, так и воды с ПАВ, причем во втором случае получены более значительные по величине механические скорости бурения.

Для более детального анализа влияния промывочного агента с ПАВ на механическую скорость бурения построены графические зависимости прироста механической скорости за счет использования промывочного



Рис. 3.15. Экспериментальные зависимости прироста механической скорости бурения от осевого усилия и угла встречи ү с плоскостями флюидальности туфодацита: при частоте вращения 560 мин<sup>-1</sup> (сплошные линии) и 355 мин<sup>-1</sup> (пунктирные линии)

агента с ПАВ  $\frac{v_{\rm M}^{\rm ПАВ}}{v_{\rm M}^{\rm вода}}$  от осевого

усилия и угла встречи оси инструмента с плоскостями флюидальности при разных значениях частоты вращения (рис. 3.15).

На основании анализа графических зависимостей (рис. 3.15) можно сделать вывод о том, что прирост механическорости ской бурения наибольший при меньших значениях угла встречи  $(25 - 30^\circ)$ , что указывает на более активное влияние ПАВ на породу, ориентированную плоскостями флюидальности вдоль оси

скважины и что связано с развитием трещин зоны предразрушения в направлении флюидальности, совпадающей с направлением пористости породы (см. рис. 3.7), таким образом, при малых углах встречи у забой более открыт для проникновения жидкости.

При этом замечено, что рост механической скорости бурения при повышении осевого усилия происходит до определенного предела (интервал  $P_{\rm n}$ , на рис. 3.15), после которого рост замедляется и прекращается. Это указывает на достижение предельных напряжений в породе, при которых заканчивается развитие зоны предразрушения, а потому снижается активное влияние очистного агента на эту зону.

Несколько более интенсивный рост механической скорости бурения наблюдался при больших значениях частоты вращения коронки, что можно объяснить снижением напряжений и размеров области деформирования в породе при росте частоты вращения и потому более существенным влиянием активного очистного агента на процесс разрушения породы.

Объемный режим разрушения при бурении туфодацита стал возможен при углах встречи со слойками породы в пределах 70–80°: с технической водой – в интервале осевых усилий 430–600 даН; с эмульсионным раствором – 250–430 даН.

Показатель анизотропии по буримости туфодацита может быть найден из соотношения механических скоростей в одноименных точках поля эксперимента (рис. 3.13 и 3.14) в пределах варьирования параметрами режима бурения. Значения показателя К<sub>v</sub> представлены на рис. 3.16, из них

следует, что показатель анизотропии меньше при бурении с использованием бурового раствора с добавлением ПАВ. Данный вывод подтверждает ранее полученный результат, который сводится к тому, что меньшее значение показателя анизотропии по буримости наблюдается в режиме объемного разрушения горной породы, когда реализуются основные возможности бурового инструмента по разрушению горной породы. Режим усталостно-поверхностного разрушения, а также процесс бурения с зашломованием забоя будет характеризоваться более высокими значениями показателя анизотропии по буримости, а значит, и сопровождаться более высоким искривлением скважин, буримых в анизотропных горных породах.

Диаграмма распределения механической скорости бурения при различных углах встречи оси породоразрушающего инструмента с плоскостями флюидальности спекшегося туфа  $\gamma$  в зависимости от состава промывочного агента приведена на рис. 3.17. Как следует из диаграммы, кривые зависимостей механической скорости бурения от угла встречи  $\gamma$  аппроксимируются кривыми, близкими геометрически к четвертям эллипсов. В этом случае получаем возможные показатели анизотропии по буримости  $K_{\nu} = \frac{v_{M}^{80}}{v_{M}^{30}}$ , здесь при бурении с использованием технической воды  $K_{\nu} = 1,9$ ;

при бурении с использованием эмульсионного раствора К<sub>v</sub> = 1,19.



Рис. 3.16. Значения показателя анизотропии по буримости К<sub>v</sub> от параметров режима бурения: *a* – при бурении технической водой; *б* – при бурении техничсекой водой с добавлением 0,3 % ПАВ



Рис. 3.17. Распределение механической скорости бурения *v*<sub>м</sub>, м/ч, при различных углах встречи оси инструмента с плоскостями флюидальности анизотропной породы в зависимости от состава промывочного агента при следующих режимных параметрах: частота вращения – 560 мин<sup>-1</sup>; осевая нагрузка – 600 даН; подача промывочного агента – 16,7 л/мин

Результаты исследования экспериментальных работ позволяют сделать следующие выводы:

 процесс бурения анизотропных горных пород характеризуется неодинаковой механической скоростью бурения в различных направлениях относительно плоскостей флюидальности (слоистости или сланцеватости), что определяет величину показателя анизотропности породы по буримости;

 кривая, аппроксимирующая распределение механических скоростей бурения относительно плоскостей флюидальности анизотропной породы, более всего соответствует геометрической четверти эллипса;

снижения показателя анизотропности породы по буримости можно добиться применением промывочных агентов, содержащих ПАВ.
 В этом случае механическая скорость бурения при малых углах встречи оси инструмента с плоскостями флюидальности возрастает интенсивнее, чем при бо́льших;

– причиной снижения показателя анизотропности по буримости является активное воздействие промывочной жидкости с ПАВ на зону предразрушения породы, которое стремится устранить неравномерность поражения забоя при движении резцов инструмента навстречу и вслед плоскостям флюидальности, что объясняется более интенсивным уменьшением прочностных характеристик анизотропной породы именно в направлении вдоль плоскостей флюидальности.

При бурении анизотропных горных пород стволы скважин в поперечном сечении отличаются некоторой овальностью. Длинная ось овала

ориентирована в направлении действия результирующей отклоняющих сил. Овальная форма поперечного сечения ствола скважины объективно указывает на процесс искривления скважины, а интенсивность искривления напрямую связана с величиной удлинения сечения ствола скважины в направлении действия результирующей отклоняющих сил.

Другая особенность формирования ствола скважины в анизотропных породах связана с зависимостью её диаметра от угла встречи бурового инструмента со слоистостью, сланцеватостью или другими текстурными признаками горной породы.

На рис. 3.18 приведены данные замеров диаметра скважин, пробуренных в условиях эксперимента в блоках туфодацита алмазной коронкой диаметром 36 мм. Результаты замеров показали, что по мере увеличения угла встречи ү инструмента со слойками породы диаметр скважины снижается. При этом меньше диаметр тех скважин, которые пробурены с применением технической воды, в сравнении со скважинами, пробуренными с использованием ПАВ.

Причины отмеченной особенности формирования ствола скважины в анизотропной породе состоят в том, что, например, при малых углах встречи инструмента со слоистостью или сланцеватостью на забое  $\gamma$ , боковые резцы инструмента взаимодействуют с породой стенки скважины под углом, который будет равен значению  $\gamma_6 = (90^\circ - \gamma)$ . В данном случае угол встречи  $\gamma_6$  будет больше угла встречи  $\gamma$ , а значит, твердость породы в направлении фрезерования боковыми резцами инструмента под действием дестабилизирующего усилия  $\Delta T$  (формула 3.8) будет существенно ниже, чем твердость породы на забое, а потому и процессы разрушения стенки ствола скважины будут более интенсивными.



Рис. 3.18. Зависимость диаметров скважины от угла встречи с плоскостями флюидальности туфодацита при бурении водой с ПАВ и технической водой

Противоположная картина может наблюдаться, если угол встречи инструмента со слоистостью или сланцеватостью нарастает. В этом случае угол встречи боковых резцов инструмента и породы стенки скважины снижается, а твердость её становится выше. Соответственно будет меньше разработанность ствола.

Определено, например, что для туфодацита твердость при  $\gamma = 0^{\circ}$  составляет 2000 МПа, а при  $\gamma = 90^{\circ} - 1340$  МПа. Тогда при  $\gamma = 30^{\circ}$  твердость забоя – 1800 МПа, а стенки –1540 МПа. При  $\gamma = 50^{\circ}$  твердость забоя – 1540 МПа, стенки уже выше – 1800 МПа; при  $\gamma = 70^{\circ}$  твердость забоя – 1400 МПа, а стенки – 1900 МПа. Когда угол встречи равен 90°, то твердость забоя – 1340 МПа, а стенки – 2000 МПа.

Влияние ПАВ интенсифицирует процессы разрушения, поэтому и разработка стволов скважин по диаметру при бурении водой с добавлением ПАВ более значительна, что и следует из приведенных данных.

Анализ математической модели и приведенных графических зависимостей позволяет сформулировать следующие выводы по результатам экспериментальных работ:

– скорость фрезерования  $v_{\phi}$  стенки скважины повышается по мере увеличения угла встречи  $\gamma$  в области стенки скважины и, соответственно, по мере уменьшения угла встречи  $\gamma$  в области забоя породы;

– использование промывочного агента с добавлением ПАВ позволяет снизить величину соотношения скорости фрезерования породы в стенке скважины и углубления забоя в совокупности с высокой при определенных условиях механической скоростью бурения скважины. Данное обстоятельство связано с воздействием промывочного агента с ПАВ на зону предразрушения породы, которое выражается в его активном проникновении в трещины зоны предразрушения.

Проведенный анализ бурения анизотропных пород показал, что более рационально использование породоразрушающих инструментов, гарантирующих высокие значения механической скорости бурения, но при умеренных значениях осевого усилия. Для снижения осевого усилия без снижения механической скорости бурения можно рекомендовать ряд технологических мер интенсификации процесса разрушения, таких, например, как применение промывочных жидкостей с поверхностно-активными веществами, а также инструментов, обеспечивающих гидродинамическую интенсификацию процесса удаления продуктов разрушения и воздействия на зону предразрушения.

Здесь уместно подчеркнуть, что применение жидкостей с ПАВ и гидродинамическое воздействие на забой обеспечивают снижение искривления скважин не только за счет повышения механической скорости бурения без повышения осевой нагрузки на колонну и инструмент, но в значительной степени за счет воздействия на зону предразрушения. Как было указано выше, трещины зоны предразрушения развиваются преимущественно в направлении слоистости или сланцеватости (рис. 3.19), т. е. максимальной твердости и упругости анизотропной породы. В этом же направлении, как правило, ориентированы плоскости отдельностей, пористость и трещиноватость горной породы. Поэтому возможное проникновение промывочной жидкости с ПАВ или под напором в трещины



Рис. 3.19. Схема формирования зоны предразрушения в анизотропной породе: 1 – границы ядра сжатия в породе; 2 – зона предразрушения

зоны предразрушения гарантирует снижение коэффициента анизотропии породы за счет преимущественного понижения твердости и упругости забоя в направлении именно слоистости или сланцеватости породы. Проникновение жидкости по трещинам обеспечивает выравнивание асимметрии ядра сжатия породы и, соответственно, снижение опрокидывающего момента  $M_{\rm on}$  и дестабилизирующего усилия  $\Delta T$ .

Экспериментальные работы подтверждают сделанные выводы.

В ТПУ, например, на специальном стенде определены зенитная  $P_{\theta}$ и азимутальная  $P_{\alpha}$  составляющие дестабилизирующего усилия  $\Delta F$  при бурении рассланцованной породы алмазной коронкой диаметром 36 мм при промывке водой и ПАВ – водным раствором 1 %-го раствора сульфонола. В результате при бурении с ПАВ получен прирост механической скорости бурения на 11 %, зенитная составляющая дестабилизирующего усилия снизилась в 2,2 раза (8,6 даH/3,8 даH), а азимутальная, не изменившись по величине, изменилась по направлению действия (-0,72 даH/0,78 даH) [8].

В спекшемся туфе, упруго-пластичной анизотропной породе, зона предразрушения представлена также двумя областями (см. рис. 3.20): чрезвычайно разрушенной породы и пластических деформаций. Область чрезвычайно разрушенной (смятой, разрыхленной) породы расположена на глубине 0,12 мм от забоя породы.

Область пластических деформаций имеет округлую форму, охватывающую призабойную область и область стенки скважины. Примерная мощность данной области – 0,42 мм.

По результатам проведенного исследования можно сделать вывод, что трещины зоны предразрушения анизотропных пород развиваются преимущественно вдоль плоскостей анизотропии, т. е. в направлении максимальной твердости и упругости. В этом же направлении в анизотропной породе сформированы и естественные каналы – дополнительные пространства для проникновения промывочного агента. В результате изучения фильтрационных свойств туфодацита установлено, что жидкость с ПАВ имеет бо́льшую проникающую способность (в 1,27 раз) по сравнению с технической водой. При этом фильтрация жидкости, содержащей ПАВ, в 1,4 раза происходит интенсивнее в направлении, близком к направлению вдоль плоскостей флюидальности породы.

Таким образом, полученные данные характеризуют большую способность промывочных агентов с ПАВ проникать в анизотропную породу по имеющимся в ней естественным каналам и трещинам, направление формирования и развития которых совпадает с направлением флюидальности туфодацита.

В дополнение к материалам исследования буримости анизотропного дацита рассмотрена анизотропность по буримости полосчатого гранодиорита. Твердость породы при внедрении индентора под углом 80-90° составила 3250 МПа, при внедрении под углом 30° - 3500 МПа, в тех случаях, когда угол встречи варьировал в пределах 0–5°, – 4250 МПа. Модуль упругости рассчитан по методике из работы [47] при испытании пород на твердость. При внедрении индентора под углом 80-90° к полосчатости модуль Т. Юнга составил 13500 МПа и под углом 0-30° к полосчатости – 22500 МПа.



Рис. 3.20. Зоны предразрушения в образце спекшегося туфа с указанием размеров областей, составляющих зону предразрушения: 1 – область разрушенной породы; 2 – область пластических деформаций

Показатель анизотропности по твердости составил 1,3, а по модулю упругости – 1,65. Коэффициент пластичности гранодиорита оказался близок к 1 независимо от направления деформирования породы. Исследования по определению скорости прохождения упругих волн показали следующие средние значения: при угле встречи направления волны с полосчатостью 5–7° – 5421 м/с, при угле встречи 30° и более в среднем 5250 м/с, что позволило определить показатель анизотропности по модулю упругости из соотношения квадратов скоростей упругих волн, равный всего 1,07.

Таким образом, полосчатый гранодиорит характеризуется как упругохрупкая анизотропная горная порода, отличающаяся высоким значением модуля упругости и твердости.

Полосчатый гранодиорит разбурен алмазной коронкой типа 01А4-59 (зернистость алмазов 30–40 шт./карат). Бурение осуществлялось на буровом стенде, оснащенном станком СКБ-4, под углом 5, 30 и 80° относительно плоскостей полосчатости слойков различных минералов при варьировании осевой нагрузкой в пределах 240–700 даН и частотой вращения в диапазоне 280–710 мин<sup>-1</sup> [21, 25, 28].

Обработка данных позволила получить модели влияния таких факторов, как осевая нагрузка P и частота вращения коронки  $\omega$  на механическую скорость бурения (приведены для направлений под углом 5° и 80° относительно полосчатости):

$$v_{5} = 5,13 + 1,3P + 2,38\omega + 0,2P\omega$$

$$v_{80} = 7,3 + 1,95P + 2,3\omega + 0,05P\omega$$

$$(3.17)$$

углубление за один оборот:

$$h_{5} = 0,17 + 0,05P + 0,006\omega - 0,014P\omega h_{80} = 0,26 + 0,08P - 0,036\omega - 0,033P\omega$$
; (3.18)

показатель анизотропности:

$$K_a = 1,56 - 0,03P - 0,28\omega + 0,04P\omega, \qquad (3.19)$$

где P и  $\omega$  – значения факторов в закодированном выражении в пределах соотношения с натуральными значениями от +1 до –1.

Интерпретация уравнений механической скорости (3.17) дана на рис. 3.21, *a*, *б*. Здесь же представлены графики зависимостей углубления за оборот от параметров режима бурения (рис. 3.21, *в*–*е*).

Из данного материала следует, что различная буримость гранодиорита при углах встречи с полосчатостью 5° и 80° определяется неодинаковой твердостью породы в этих направлениях и, как следствие, разными режимами разрушения породы алмазными резцами. Так, графики на рис. 3.21, *д*, *е* показывают, что при угле встречи инструмента с полосчатостью 5° при осевом усилии от 240 до 557 даН процесс разрушения породы соответствовал усталостно-поверхностному (рост углубления связан с ростом частоты вращения – частотой циклов нагружения – разгрузки породы) и только при более высоких значениях осевого усилия стал возможен режим объемного разрушения.

При угле встречи  $\gamma = 80^{\circ}$  с полосчатостью режим объемного разрушения стал возможен при значительно меньших нагрузках, равных примерно 250 даН. Очевидно, в данном случае сказалась не только разница в твердости, но и текстура породы, а именно, ориентировка минеральных зерен, что определило более эффективное скалывание породы в направлении полосчатости.

Как следует из анализа полученных данных показатель анизотропности для данного случая минимален при максимально достигнутых значениях механической скорости, которая стала возможна при максимальных частотах вращения. Учитывая связь роста частоты вращения с уменьшением углубления за один оборот можно сделать вывод о снижении показателя анизотропности по буримости по мере снижения глубины проникновения алмазных резцов в породу. Подтверждением данного тезиса являются результаты бурения дацита (рис. 3.11), когда рост углубления за один оборот по мере повышения частоты вращения вызывал рост  $K_{\nu}$ , и данные о бурении полосчатого гранодиорита импрегнированной коронкой (зернистость алмазов 80–100 шт/карат) на аналогичных режимах бурения. В этом случае при тех же тенденциях в изменении *v* и  $h_o$ , но более низкой механической скорости бурения показатель  $K_{\nu} = 1,3-1,4$  и уменьшался до 1,1 по мере роста частоты вращения.

Анализ графиков  $\partial$ , *e*,  $\mathcal{H}$  на рис. 3.21 показывает также, что максимальные значения показателя  $K_v$  связаны с усталостно-поверхностным режимом разрушения (зона на графике рис. 3.21,  $\mathcal{H}$  помечена темным), а минимальные значения  $K_v$  – с реализацией объемного разрушения (зона отмечена точками).





Рис. 3.21. Результаты бурения полосчатого гранодиорита алмазной коронкой 01А4-59: *а*, *б* – механическая скорость бурения при углах встречи  $\gamma = 5^{\circ}$  и 80° соответственно; *в*, *г*, *д*, *е* – углубление за оборот при углах встречи  $\gamma = 5^{\circ}$  и 80° соответственно; *ж* – показатель анизотропии по буримости Кv (соотношение скоростей бурения при углах встречи  $\gamma = 5^{\circ}$  и 80° соответственно); более темным показана область усталостно-поверхностного, менее темным – объемного разрушения породы
Анизотропность горных пород применительно к бурению на основании известных параметров физико-механических свойств наиболее точно оценивается через такой комплексный показатель, как работа, затраченная на упругое и пластическое деформирование породы индентором.

Теоретически обоснованная возможность поворота индентора при внедрении в анизотропную породу на стадии ее упругого деформирования подтверждена экспериментально, что позволяет этот новый параметр использовать для оценки степени анизотропии горных пород применительно к бурению, а также определения силовых факторов, устанавливающих направление и кривизну скважин, буримых в анизотропных породах.

Показатель анизотропии горных пород по буримости зависит от режима разрушения породы и максимален на стадии перехода от усталостноповерхностного к объемному режиму разрушения. В то же время  $K_{\nu}$  снижается по мере уменьшения глубины проникновения резцов в породу, которая может определяться снижением углубления за оборот по мере роста частоты вращения инструмента и уменьшением размеров резцов.

### Глава 4 МЕХАНИЗМ ЕСТЕСТВЕННОГО ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН ПРИ ВРАЩАТЕЛЬНОМ БУРЕНИИ АНИЗОТРОПНЫХ ГОРНЫХ ПОРОД

# 4.1. Механизм естественного искривления скважин при бурении анизотропных горных пород

Анализ геологических причин искривления скважин в анизотропных горных породах, результатов исследований кинематики бурильных колонн и инструментов в связи с условиями формирования стволов скважин позволяет сформулировать основные положения механизма искривления скважин при вращательном бурении:

– ось бурового набора образует угол несогласия с осью скважины вследствие перекоса или его прогиба, причем последнее наиболее типично для современного бурения;

– буровой набор реализует в скважине вид движения, при котором перекошенный торец инструмента большую часть времени углубления ориентирован в направлении действия отклоняющих и дестабилизирующих сил, вызванных разрушением анизотропной горной породы, и таким образом происходит асимметричное разрушение забоя;

– породоразрушающий инструмент при бурении подрабатывает стенку скважины под действием отклоняющего усилия, возникающего вследствие перекоса или изгиба компоновки, и в зависимости от вида движения увеличивает диаметр скважины и, соответственно, угол несогласия между осями компоновки и скважины или отклоняет ствол, фрезеруя стенку в одном преимущественном направлении;

– отклоняющее усилие и опрокидывающий момент, воздействующие на торец инструмента со стороны забоя при разрушении анизотропных горных пород, активно способствуют увеличению деформации бурового набора, соответственно, угол несогласия осей набора и скважины и реализация вида движения, при котором время углубления скважины в одном направлении увеличивается, достигая максимума при фиксированном перекосе инструмента и фиксированном же прогибе бурового набора.

Угол перекоса оси бурового набора с осью скважины может изменяться от минимального значения при прямолинейной компоновке до максимального при её изгибе. В искривленном стволе скважины интенсивность искривления, согласно работам И. Н. Страбыкина [19, 38, 39], возрастает вследствие дополнительного прогиба компоновки. А. И. Уржумов [42] на основании производственных данных указанный вывод подтвердил. По исследованиям А. Е. Колесникова [12] процесс искривления состоит во фрезеровании породоразрушающим инструментом ствола скважины в направлении мгновенной скорости, которая определяется направлением и величиной скоростей бурения  $v_6$  и фрезерования  $v_{\phi}$ , а также неравномерной обработкой забоя  $v_3$ :

$$v_{6} = K_{0} \frac{P_{oc}}{F_{0}}; \ v_{\phi} = K_{1} \frac{R_{6}}{F_{1}}; \ v_{3} = \frac{M_{0}}{F_{0}} = K_{2} \gamma_{\pi},$$
 (4.1)

где  $K_0$ ,  $K_1$ ,  $K_2$  – коэффициенты пропорциональности;  $P_{oc}$ ,  $R_6$ ,  $M_0$  – соответственно осевое усилие, отклоняющая сила и опрокидывающий момент, воздействующие на забой и стенку скважины со стороны инструмента;  $F_0$ ,  $F_1$  – площади контакта торцевых и боковых породоразрушающих элементов.

Основными факторами неравномерного разрушения горной породы при бурении [12] являются:

 изменчивость величины контактного воздействия торцевых элементов инструмента на забой за счет перекоса оси инструмента относительно нормали к забою;

 изменчивость величины и направления результирующей отклоняющей силы, вызывающей неравномерное фрезерование стенок скважины;

– характер вращения компоновки, определяющий продолжительность контакта породоразрушающих элементов с горной породой как на забое, так и в стенках скважины;

– анизотропность горных пород и различный угол между породоразрушающими элементами и линией наименьшего сопротивления породы.

В. В. Кривошеев [15] определяет интенсивность искривления в анизотропных породах согласно зависимости

$$i = \frac{19,05\left(48f + \frac{\Delta F_{\rm T}L^3}{EJ_{\rm K}}\right)}{L^2},$$
(4.2)

где L, f – длина и прогиб бурового набора, м;  $\Delta F_{\rm T}$  – отклоняющая сила, даН.

Усилие  $\Delta F_{\tau}$  определяется как разность сопротивлений разрушению породы в направлениях по и против сланцеватости. При наличии экспериментальных данных о величине этой силы зависимость (2.2) позволяет рассчитывать интенсивность естественного искривления скважин для различных буровых наборов.

Данная методика расчета интенсивности искривления учитывает влияние дестабилизирующей силы на инструмент, но не учитывает воз-

можные варианты движения буровой компоновки. При выводе уравнений предполагается, что деформированная компоновка вращается вокруг собственной оси.

В [3] рассмотрены условия работы буровых компоновок с учетом влияния изгибающего момента, действующего на верхний конец компоновки со стороны изогнутой бурильной колонны. Как следует из данной работы, величина изгибающего момента со стороны деформированной колонны зависит от типа соединения между компоновкой и колонной. При этом отмечается, что буровой набор всегда упруго деформирован и имеет прогиб, который при равных режимах бурения определяется соотношением жесткостей бурильных труб и самого набора, а кривизна ствола скважины зависит также от реализуемого компоновкой вида вращения, который может быть  $\Phi_1$ ,  $\Phi_2$  или  $\Phi_3^*$ .

Проведенный аналитический обзор исследований, составляющих основные положения современных представлений о механике искривления скважин при вращательном бурении, позволяет сделать следующие выводы:

Кинематика современных бурильных колонн определяет эффективность процесса бурения, при этом существуют такие виды движения деформированной колонны и буровой компоновки, которые наиболее всего удовлетворяют условиям снижения естественного искривления скважин и комплексу показателей высокоэффективного бурения. К такому виду движения прежде всего относится вращение деформированной компоновки вокруг оси скважины Ф<sub>1</sub>.

Силы и моменты сил, действующие со стороны забоя при бурении анизотропных горных пород, стремятся препятствовать виду движения  $\Phi_1$ , а поскольку отмечается связь конструктивных параметров породоразрушающих инструментов и буровых компоновок как с величинами указанных дестабилизирующих сил и моментов сил, так и видами движения компоновок, самих инструментов, возможен поиск технических решений, дающих желательное соответствие параметров компоновок и инструментов условиям проходки скважин с высокой эффективностью и минимальной кривизной стволов.

Технологические решения расширения диапазона движения  $\Phi_1$  состоят в бурении на пониженных осевых нагрузках, уменьшении коэффициента трения колонны о стенку скважины, радиального зазора, увеличении эксцентриситета смещения центра масс и жесткости бурильных труб, что определяет некоторые приемлемые направления поиска рациональных технологий бурения и конструкций технических средств.

<sup>\*</sup> Согласно классификации видов движения колонн, приведенной в работе В. Н. Алексеева [5]: Ф<sub>1</sub> – вращение колонны вокруг оси скважины; Ф<sub>2</sub> – вращение вокруг собственной изогнутой оси; Ф<sub>3</sub> – качение колонны по стенке скважины.

Понижение осевой нагрузки на бурильную колонну с одновременным сохранением высокой механической скорости эффективно для снижения искривления скважин и может достигаться за счет ряда технологических и технических решений.

Одной из основных особенностей работы породоразрушающего инструмента при современном бурении является его перекос в скважине, который существенно влияет на процессы разрушения горной породы на забое и стенке, а потому должен учитываться при исследовании процессов формирования ствола скважины.

Процесс искривления скважин представляется как совокупность асимметричного разрушения забоя и фрезерования стенки скважины, соотношение которых существенно различно при реализации тех или иных видов движения деформированных буровых компоновок. Следовательно, для аналитического осмысления данного процесса надо разработать теоретическую базу, которая учитывала бы реальное соотношение форм неравномерного разрушения породы при различных видах движения деформированной компоновки, изменяющихся под действием дестабилизирующих сил со стороны забоя.

# 4.2. Анализ работы буровых компоновок при бурении анизотропных горных пород

На основании проведенного обзора научно-технической литературы и патентной документации, а также с учетом наших исследований по проблеме выделены четыре вектора развития технических средств и технологий управления направлением скважин, которые, в свою очередь разделяются на ряд возможных путей реализации [21, 28].

Это следующие технические средства и технологии обеспечивающие:

– некоторую стабилизацию направления скважин;

– неориентируемое изменение направления скважин на неограниченном интервале бурения;

– корректировку направления скважины на ограниченном интервале бурения при выполнении специального цикла работ;

– ориентируемое управление направлением скважин на неограниченном интервале бурения.

Первая группа технических средств выделяется на основании того, что они обеспечивают снижение степени влияния технико-технологических и геологических факторов искривления скважин, а их использование ограничивается только решением задачи по стабилизации направления скважины. При этом стабилизация направления скважины в основном может быть только частичной.

Последняя из приведенного списка группа технических средств обеспечивает проявление новых функций, которые сводятся к дополнительному породоразрушающему воздействию на забой и (или) стенку скважины. Таким образом компенсируются факторы искривления скважин. Данная группа технических средств является наиболее современной и прогрессивной, используется в сочетании с телеметрическими системами, позволяющими контролировать и управлять направлением скважин в непрерывном дистанционном режиме.

Очевидно, что для качественного решения проблемы управления направлением и кривизной скважин следует сочетать качества технических решений обеих групп. С одной стороны, для минимизации факторов естественного искривления, а с другой – для дополнительного управляемого породоразрушающего воздействия на забой и (или) стенку скважины с целью корректировки ее направления.

Современные представления о механизме искривления скважин невозможны без связи с динамикой бурильной колонны. В то же время крайне важен анализ влияния силовых факторов, воздействующих на породоразрушающий инструмент в процессе разрушения изотропных, анизотропных или перемежающихся по твердости горных пород, на устойчивость буровых компоновок и процессы, связанные с формированием стволов скважин. В связи с анализом устойчивости следует определить условия закрепления нижнего конца буровой компоновки.

Как следует из анализа процесса разрушения изотропной породы, на торец породоразрушающего инструмента, расположенного на забое с перекосом, практически всегда воздействует упруго-реактивный момент  $M_p$  (1.9), который можно рассматривать как упругую заделку. Следует отметить, что на условия заделки концов компоновки существенным образом влияет её конструкция и в ряде случаев тип породоразрушающего инструмента, а потому условия устойчивости компоновок могут быть самыми разнообразными. Последнее тем более справедливо, если иметь в виду значительные начальные несовершенства реальных компоновок. К таким несовершенствам относятся несоосность резьб и эксцентричность приложения осевого усилия в смежных несоосных элементах компоновки, использование породоразрушающих инструментов с асимметрией торцевого вооружения (по типу долота ДДА) [28], наличие начальной погиби компоновки, использование элементов с эксцентриситетом центра масс и другое.

Предварительный анализ возможных заделок нижних концов буровых компоновок показывает, что могут быть три основных вида:

 – шарнирная – при опоре на забой двухшарошечного долота в том случае, если прогиб компоновки ориентирован в направлении, перпендикулярном осям вращения шарошек; – упругая – для основных типов породоразрушающих инструментов в случае их перекоса на забое вследствие прогиба компоновки;

– близкая к жесткой – для любых типов инструментов, установленных в компоновке с расширителем в нижней части (более мягкий вариант – наличие локального центратора вместо расширителя), что обеспечивает практически полное защемление нижнего конца компоновки.

На рис. 4.1 a, b, b даны схемы перечисленных вариантов заделки нижнего конца деформированной компоновки на примере первых от забоя полуволн изгиба. В данном случае полуволны показаны в виде балок, сжатых усилием P в заданном пределе зазора f.

Для ориентировочного определения условий заделки нижнего конца компоновок используем формулу Л. Эйлера и коэффициент устойчивости  $K_y$  Ф.С. Ясинского, который, как известно, для шарнирного закрепления конца балки равен 1, для жесткого – 2, а для упругого определяется значением упруго-реактивного момента заделки:

$$K_{\rm y} = \left(1 + \frac{lM_{\rm p}}{\pi^2 EJ}\right)^2,\tag{4.3}$$

где *ЕЈ* и *l* – жесткость и длина балки.



Рис. 4.1. Схемы для анализа условий заделки нижнего конца буровой компоновки

Для оценки условий закрепления нижнего конца компоновок, согласно формуле (2.5), используем зависимости для расчета упруго-реактивного момента  $M_{\rm p}$ , а также расчетные и экспериментально замеренные в производственных условиях длины полуволн реальных буровых компоновок.

Значения упруго-реактивного момента  $M_p$  для условий бурения горных пород средней твердости, твердых и крепких алмазным инструментом диаметром 59 мм могут варьировать в пределах 0,1–1,5 даН·м в зависимости от угла перекоса коронки на забое, твердости и пластичности породы и других причин.

Расчеты длин полуволн по известной формуле Г.М. Саркисова позволяют определить, что колонковый набор диаметром 57 мм при частоте вращения 600 мин<sup>-1</sup> и осевом усилии 20 кН получит деформацию с образованием полуволны длиной 4,8 м. Очевидно, что данное значение завышено, так как расчет не учитывает реальных условий работы компоновок нижней части колонны, а именно действующих на торец инструмента со стороны забоя изгибающих моментов.

Для уточнении результатов определения длин полуволн буровых компоновок, а также изучения условий их работы и устойчивости в скважинах разработана и использована в производственных условиях методика отображения износа колонковых труб, других компоновок для шарошечного бурения [21, 28].

Согласно схемам износа, выполненным в виде разверток поверхности труб, длины полуволн составляют 2–3 м. При этом зона максимального износа в месте гребня значительно размыта, что говорит об изменении форм и параметров изгиба компоновки в процессе бурения. Следует отметить также пространственную деформированность колонковых труб достаточно сложной и мало предсказуемой формы, очевидно, из-за несоосности резьб [28].

С учетом значений  $M_p$  и длин полуволн коэффициент устойчивости  $K_y = 1,0001-1,0005$  для буровых компоновок, предназначенных для проходки скважин диаметром 59 мм. Таким образом, приведенные данные позволяют принять как условие шарнирную заделку нижнего конца компоновки. В то же время на торец инструмента постоянно воздействует упруго-реактивный момент  $M_p$ , вызванный упругостью горной породы, который нельзя не учитывать. Такая схема будет справедлива для случая бурения изотропных горных пород.

При бурении анизотропных горных пород на инструмент воздействует не фиксированный относительно прогиба компоновки изгибающий момент  $M_{on}$ . В данном случае возможны два основных вида движения деформированной компоновки:

– обращение центра сечения компоновки по какой-либо замкнутой траектории, при этом инструмент на забое имеет перекос (на торец воздействует момент  $M_p$ ), а изгибающий момент  $M_{on}$  знакопеременен по отношению к направлению прогиба компоновки, действия  $M_p$  и другим внешним силовым факторам, сформировавшим прогиб;

– ориентированный изгиб под действием момента  $M_{\text{оп}}$ , форма и параметры которого стабильны, а перекос инструмента относительно плоскости забоя отсутствует ( $M_{\text{p}} = 0$ ).

В завершение анализа различных вариантов закрепления нижнего конца буровых компоновок рассмотрим их возможность вызывать искривление скважин. В качестве критериев выделим угол перекоса оси компоновки с осью скважины  $\gamma_{\pi}$  и реализуемую деформированной компоновкой отклоняющую силу  $P_{\pi}$  (рис. 4.1).

В соответствии с уравнением изгиба шарнирно опертой балки угол перекоса определим из уравнения

$$\gamma_{\mathbf{n}} = y' = \frac{\pi f}{l_{\mathbf{m}}}.$$
(4.4)

Для случая упругого закрепления конца этот угол меньше, значит:

$$\gamma'_{\mathbf{n}} = \frac{\pi f}{l_{\mathbf{y}}}.\tag{4.5}$$

Для жесткого закрепления конца угол перекоса в нижней части компоновки равен нулю.

Рассмотрим действующие в нижней части балок реакции, которые определим как отклоняющие усилия:

- шарнирное закрепление нижнего конца:

$$P_{\rm II} = P_{\rm oc} \frac{\pi f}{l_{\rm III}},\tag{4.6}$$

- упругое закрепление нижнего конца:

$$P_{\rm II} = P_{\rm oc} \frac{\pi f}{l_{\rm y}}.$$
(4.7)

Для балки с жестким закреплением нижнего конца на интервале заделки  $l_3$  (рис. 4.1, *в*) отклоняющее усилие в нижнем интервале заделки определим через формулу

$$P_{\rm n} = \frac{M_{\rm m}}{l_3},\tag{4.8}$$

где *M*<sub>ж</sub> – реактивный момент жесткой заделки, даН м.

Уравнение упругой линии балки имеет вид

$$y = \mathbf{0}, \mathbf{65} f\left(\cos\frac{\pi x}{2l} - \cos\frac{3\pi x}{2l}\right). \tag{4.9}$$

Изгибающий момент определим при решении уравнения:

$$M_{\star} = -EJ y'',$$

при x = 0, откуда получим

$$P_{\rm m} = \frac{\pi^2 E J f}{l_{\rm w}^2 l_3}, \qquad (4.10)$$

Для дальнейшего решения используем значения длины полуволн, замеренные экспериментально. Расчеты проведены при P = 20 кH, f = 0,1 см для колонкового набора диаметром 57 мм. Результаты расчетов даны в виде графиков на рис. 4.2.

Согласно расчетам угол перекоса (на рис. 4.2 штрихпунктирная линия) максимален шарнирном при закреплении нижнего конца компоновки, а отклоняющее усилие наибольшее (сплошные линии) при жестком. При изменении условий заделки нижнего конца компоновки возможные значения  $P_{\pi}$  и  $\gamma_{\pi}$ находятся в интервале  $K_v = 1-2$ . Как следует из расчетов, при установке расширителя непосредственно над коронкой величина  $P_{\Pi}$  в несколько раз превызначение аналогичного шает усилия при шарнирной заделке конца, а по мере удаления снижается и уже незначительна при  $l_3 = 1 - 1.5$  M.

Анализ результатов бурения скважин в анизотропных





и перемежающихся по твердости горных пород показывает, что скважины могут более существенно искривляться при использовании в составе компоновок расширителей, установленных непосредственно над коронкой.

А. И. Уржумов, например, отмечает, что интенсивность искривления скважин в 1,3 раза выше при бурении компоновкой, в которой расширитель установлен над коронкой. Наиболее оптимальное расстояние от торца коронки до места установки расширителя для ССК-59, по мнению автора, равно 1,2 м [44].

Механизм естественного искривления скважин представлен нами в следующем формализованном виде.

Ось надзабойной части компоновки в результате действия внешних сил и моментов сил имеет прогиб и образует с осью скважины угол. При этом плоскость прогиба может быть неподвижной, что обеспечивает набор кривизны в основном асимметричным разрушением забоя при ориентированном перекосе инструмента (вид движения  $\Phi_2$ ).

Возможен иной вариант движения, который характеризуется вращением деформированной компоновки вокруг оси скважины ( $\Phi_1$ ) с равной или неравной угловой скоростью обращения. При этом большую часть времени каждого периода обращения ось компоновки находится возле стенки скважины по направлению действия изгибающего момента и отклоняющих сил.

Возможно не только прямое, но и обратное обращение (качение) компоновки с инструментом (Ф<sub>3</sub>), при котором ось компоновки также большую часть времени периода обращения находится возле стенки скважины по направлению действия дестабилизирующих сил и моментов сил.

Процесс искривления рассмотрим за элементарный временный отрезок: один период обращения вокруг оси скважины (виды движения  $\Phi_1$ и  $\Phi_3$ ) и один оборот вокруг собственной изогнутой оси (вид движения  $\Phi_2$ ).

Формализованная модель процесса искривления ствола скважины состоит в рассмотрении траектории движения центра сечения компоновки, полученной в месте максимального прогиба нижней полуволны, и ее изменении под действием внешних сил и моментов сил. В первую очередь к таким силовым факторам относится момент  $M_{on}$ , который через каждые полоборота инструмента на забое вызывает перераспределение энергии деформации компоновки, а в основном ее нижней полуволны при уже сформированном упругом изгибе. Так, если в одном из положений изогнутой компоновки момент  $M_{on}$  направлен в сторону увеличения прогиба, сформированного в основном  $P_{oc}$ , центробежной силой, то при повороте плоскости прогиба компоновки на пол-оборота момент  $M_{on}$  направлен в противоположную сторону относительно направления прогиба и стремится зафиксировать изогнутую компоновку в плоскости своего действия. В связи с этим возможны некоторые варианты соотношения внешних сил и моментов сил, задающих тот или иной вид движения инструмента и призабойного участка

компоновки. Например, возможна фиксация плоскости прогиба компоновки, а потому реализуется вид движения  $\Phi_2$  (центр сечения неподвижен, а параметры прогиба стабильны), рис. 4.3, *а*.

Возможен случай неполной фиксации изогнутой компоновки, когда центр сечения совершает круговое колебание около центра вращения, смещенного по направлению действия момента  $M_{on}$  (рис. 4.3,  $\delta$ ).

Третий вариант определяет обращение центра сечения компоновки вокруг центра вращения (рис. 4.3,  $\beta$ ). При этом если параметры обращения таковы, что реализуется равномерное вращение вокруг оси скважины по круговой траектории, то искривление ствола отсутствует, если же обращение происходит по овальной траектории, сдавленной по направлению действия момента  $M_{on}$ , то искривление будет иметь место, а его интенсивность определится асимметрией траектории обращения.



Рис. 4.3 Схемы вариантов вращения деформированной буровой компоновки: *a* – Ф<sub>2</sub>, *б* – Ф<sub>1-2</sub>, *в* – Ф<sub>1</sub>

В общем виде перераспределение энергии деформации нижней полуволны компоновки за период обращения (вращения) можно записать так:

$$\Pi = A_{\rm p} + A_{\rm II} - A_{\rm Mp} \pm A_{\rm M3}, \qquad (4.11)$$

где  $A_{\rm p}$ ,  $A_{\rm u}$ ,  $A_{\rm mp}$ ,  $A_{\rm M3}$  – соответственно составляющие работы по деформированию компоновки осевым усилием, центробежной силой, упругореактивным и изгибающим моментами со стороны забоя скважины.

Как следует из анализа вариантов вращения деформированной компоновки ось, вокруг которой вращается компоновка (точка О на рис. 2.3, сечения А-А, Б-Б, В-В), не совпадает с осью скважины, а траекторией вращения центра сечения может являться овал с центром, смещенным от оси скважины по направлению действия момента  $M_{\rm on}$ .

Очевидно, искривление ствола будет происходить до тех пор, пока ось вращения деформированной компоновки не совпадет с осью скважи-

ны, что возможно в том случае, если  $M_{on}$  станет равен нулю, т. е. при бурении изотропных пород или когда ось скважины займет положение вкрест простирания слоев породы, да и то только в том случае, если не рассматривать влияние веса компоновки при ее работе в наклонной скважине.

Для решения уравнения (4.11) выберем систему, эквивалентную или близкую к реальной. В качестве таковой можно принять систему с двумя или тремя полуволнами изгиба (рис. 4.4). Нижний конец компоновки оперт шарнирно и дополнительно подпружинен упругореактивным моментом  $M_{\rm p}$ .

Точки перегибов упругой линии компоновки и бурильных труб на схеме показаны в виде шарнирных опор с выделением компенсирующих друг друга изгибающих моментов  $M_1-M_6$ . В этом случае, согласно методу решения статически неопределимых систем, можно рассматривать нижнюю полуволну отдельно от остальной колонны.

Выделенный участок компоновки в системе координат *XOУ* деформирован с формированием прогиба, который наиболее точно можно описать уравнением синусоиды

$$y = f \sin \frac{\pi x}{l}.$$
 (4.12)

Определим зависимость длины полуволны *l* от основных факторов путем решения уравнения (2.13),



Рис. 4.4. Схема для определения длины нижней полуволны буровой компоновки

наполненного зависимостями, определяющими работу по деформированию компоновки в интервале 0-*l*.

Осевая нагрузка совершает работу по деформированию компоновки, которая определяется решением интегрального выражения

$$A_{\rm p} = 0.5P_{\rm oc} \int_{0}^{l} \left(\frac{\mathrm{d}y}{\mathrm{d}x}\right)^{2} dx = 2.4\frac{P_{\rm oc} f^{2}}{l}.$$
 (4.13)

Изгибающие моменты  $M_{\rm p}$  и  $M_{\rm on}$  выполняют работу по деформации, каждая из которых может определяться из выражения

$$A_{\rm M} = 0.5 \int_{0}^{l} \frac{M^2}{EJ} dx = \frac{M^2 l}{2EJ},$$
(4.14)

где M – значение изгибающего момента  $M_{\rm p}$  или  $M_{\rm on}$ .

На изогнутую в пределах зазора компоновку оказывает действие центробежная сила, работа по деформации которой определяется по формуле:

$$A_{\rm u} = 0.5 \int_{0}^{l} \frac{q\omega^2}{g} y^2 dx = 0.25 \frac{q\omega^2 fl}{g}.$$
 (4.15)

где q – весовая характеристика компоновки, да<br/>Н м; g – ускорение силы тяжести, м/с<sup>2</sup>.

Потенциальная энергия деформации полуволны:

$$\Pi = 0.5 \int_{0}^{l} EJ\left(\frac{d^2 y}{dx^2}\right) dx = 48.7 \frac{EJf^2}{l^3}.$$
(4.16)

Подставляя полученные выражения (4.14)–(4.16) в уравнение (4.11) и решая его относительно *l*, получаем биквадратное уравнение

$$l^4 A + l^2 B - C = 0, (4.17)$$

где 
$$A = \frac{0.25q\omega^2 f^2}{g} + \frac{-(M_p^2) \pm (M_{on}^2)}{EJ};$$
  
 $B = 2.46P_{oc}f^2;$   
 $C = 48.7EJf^2.$   
 $-121 -$ 

После решения уравнения (4.17) получим

$$l = \sqrt{\frac{-B + \sqrt{|B^2 + 4AC|}}{2|A|}}.$$
(4.18)

Для вида движения  $\Phi_2$  в формуле (4.18) следует принять  $M_p = 0$ . Для случая бурения изотропных пород в формуле (4.18) значение  $M_{on} = 0$ .

Таблица 4.1

ω,	$M_{\mathrm{P}},$	Длина полуволны компоновки, м, при $M_{ m on}$ , даН м									
c <sup>-1</sup>	даH·м	-0,5	-1	-2	-3	-5	0.5	1	2	3	5
5	0,5	6,3	2,1	3,1	2,9	2,4	4,9	4,3	3,5	3,0	2,4
	1,0	2,1	3,0	3,1	2,8	2,4	3,1	4,9	3,6	3,0	2,4
	2,0	3,1	3,1	2,8	2,7	<del>2</del> ,3	3,1	3,1	4,9	3,3	2,5
10	0,5	5,9	2,0	3,1	2,9	<del>2</del> .4	4,8	4,3	3,5	3,0	2,4
	1,0	2,0	3,0	3,1	2,8	2,4	3,6	4,8	3,6	3,0	2,4
	2,0	3,1	3,1	2,8	2,7	<u>2</u> ,3	3,1	3,1	4,8	3,3	<del>-2</del> ,5
15	0,5	5,6	1,6	3,1	2,9	-2.4	4,7	4,2	3,5	3,0 -	- 2,4 -
	1,0	1,6	2,9	3,1	2,8	2,4	4,5	4.7	3,6	3,0	2,4
	2,0	3,1	3,1	2,8	2,7	2,3	3,1	3,1	4,7	3,3	2,5

#### Расчетные значения длин полуволн буровой компоновки

В таблице выделено: сплошной линией – длины полуволн при движении вида Ф<sub>1</sub>; прерывистой линией – вид движения Ф<sub>2</sub>; не обведенные значения длины полуволн соответствуют промежуточному виду движения Ф<sub>1-2</sub>.

Результаты расчетов длин полуволн приведены в табл. 4.1. Расчеты сделаны для колонкового набора диаметром 57 мм при  $P_{\rm oc} = 20$  кН и f = 0,1 см. Левая половина табличных значений l получена при положении деформированной компоновки в тот отрезок времени, когда  $M_{\rm on}$  по направлению действия совпадает с направлением действия упругореактивного момента  $M_{\rm p}$ . Правая часть значений получена при положении компоновки, когда моменты  $M_{\rm on}$  и  $M_{\rm p}$  взаимно противоположны.

Из расчетов следует, что за один период обращения в скважине происходит изменение длины полуволны буровой компоновки. В то же время величина и соотношение энергетических затрат по деформированию компоновки, определяя длину её полуволны, задают и вид ее движения. Так как  $M_{\rm on} > M_{\rm p}$ , прогиб компоновки ориентирован по направлению действия  $M_{\text{оп}}$ , а вид движения очень близок к  $\Phi_2$ . При  $M_{\text{оп}} \approx M_p$  вид движения соответствует варианту  $\Phi_{1-2}$ , а длины полуволн при этом существенно отличаются. При  $M_{\text{оп}} < M_p$  энергетика усилий, сформировавших прогиб компоновки, преодолевает действие момента  $M_{\text{оп}}$  и компоновка обращается вокруг оси скважины.

Согласно расчетам, при движении вида  $\Phi_2$  длина полуволн всецело определяется моментом  $M_{\text{on}}$ : при  $M_{\text{on}} = 0,5$  даН·м, l = 4,6 м. При повышении  $M_{\text{on}}$  до 5 даН·м длина полуволны уменьшается до 2,4 м.

При бурении изотропных пород ( $M_{on} = 0$ ) длина полуволн максимальна: при  $M_p = 0,5$  даН·м l = 5,2-5 м, при  $M_p = 0 - l = 4,8-4,6$  м. По мере роста частоты вращения длина полуволны несколько уменьшается, а полученные значения близки к таковым, рассчитанным по формуле Г. М. Саркисова.

При построении аналитической модели процесса набора кривизны деформированной компоновкой принимаем за основу схему изменения параметров деформации компоновки, а интенсивность искривления ствола определим как результат углубления забоя и фрезерования стенки скважины так называемой «мнимой компоновкой», длина которой равна  $L_1, L_{1-2}$  и  $L_2$  соответственно для видов  $\Phi_1, \Phi_{1-2}$  и  $\Phi_2$ . Мнимая компоновка располагается в скважине с фиксированным перекосом на углы  $\theta_{\rm H}, 0, 5(\theta_1 + \theta_2)$  и  $0, 5(\theta_1 - \theta_2)$  в пределах прогибов  $f_1$  и  $f_2$  в зависимости от вида движения деформированной компоновки (рис. 2.5, *a*, *б*, *в*). В данном случае положение мнимой компоновки определяется как касательное к оси траектории, по которой вращаются реальные деформированные компоновки.

Если, например, в скважине с перекосом работает прямолинейная компоновка, то мнимая компоновка по всем параметрам (угол перекоса и длина) соответствует ей (рис. 2.5, *a*).

Если в скважине работает деформированная компоновка в режиме движения  $\Phi_2$ , то мнимая компоновка располагается по касательной к ее изогнутой оси, тогда длина определится величиной радиального зазора и длиной полуволны реальной компоновки (рис. 2.5,  $\delta$ ).

При вращении реальной компоновки вокруг оси скважины мнимая компоновка располагается по касательной к оси, вокруг которой вращается реальная компоновка (точка *O* на сечении B-B, рис. 2.5, *в*).

Применяемый формализованный прием решения задачи позволяет количественно учесть влияние факторов, варианты деформации и различных видов движения компоновок на интенсивность естественного искривления скважин и построить аналитическую модель процесса формирования криволинейного ствола деформированной буровой компоновки при бурении горных пород любого типа.



Рис. 2.5. Схемы для определения кривизны скважин в зависимости от деформированности и вида движения буровой компоновки: *а* – Ф<sub>2</sub>, *б* – Ф<sub>1-2</sub>, *в* – Ф<sub>1</sub>

Длину мнимой компоновки определим из схем на рис. 2.5, a, b, e: – вид движения  $\Phi_2$  (рис. 2.5, a):

$$L_2 = \frac{f}{\theta_{\rm H}} = \frac{l}{\pi} = 0,32l; \qquad (4.19)$$

- 124 -

− вид движения Ф<sub>1-2</sub> (рис. 2.5, б):

$$L_{1-2} = \frac{f}{\theta_1 + \theta_2} = 0,64 \frac{l_1 l_2}{l_1 + l_2}; \qquad (4.20)$$

− вид движения Ф₁ (рис. 2.5, *в*):

$$L_1 = \frac{f}{\theta_1 - \theta_2} = 0,64 \frac{l_1 l_2}{l_1 - l_2}, \qquad (4.21)$$

где  $l, l_1$  и  $l_2$  – длины нижней полуволны буровой компоновки за период обращения вокруг оси скважины соответственно при движении вида  $\Phi_2, \Phi_{1-2}$  и  $\Phi_1$ , м.

Углы  $\theta_1$  и  $\theta_2$ , в вышеприведенных формулах, определены из уравнения (4.12) при x = l:

$$y^{\prime\prime} = \theta = \frac{\pi f}{l}.$$
(4.22)

Как следует из работ [9, 38, 40], фиксированный перекос прямолинейной компоновки на интервале углубления, равном длине этой компоновки, обеспечивает набор угла искривления равного двум углам перекоса компоновки в скважине. При фрезеровании стенки скважины жесткой компоновкой под действием отклоняющего усилия интенсивность искривления, согласно работы [44], определяется соотношением скоростей фрезерования стенки скважины  $v_{\phi}$  и углубления забоя  $v_{\delta}$ , а также обратно пропорциональна длине этой компоновки. Использовав приведенные общепринятые аналитические положения, запишем формулы для определения интенсивности естественного искривления различных видов движения деформированной компоновки. Для случая, когда компоновка реализует вид движения  $\Phi_2$ , формула получит следующий вид:

$$i = i_{a} + i_{\phi} = \frac{57.3}{L_{2}} \left( \frac{2f}{L_{2}} + \frac{v_{\phi}}{v_{6}} \right) = \frac{57.3}{0.32l} \left( \frac{f}{0.16l} + \frac{v_{\phi}}{v_{6}} \right).$$
(4.23)

В зависимости (4.23) показано, что деформированная компоновка, работая в режиме вращения  $\Phi_2$ , осуществляет набор кривизны асимметричным разрушением забоя ( $i_a$ ) и фрезерованием стенки скважины ( $i_{\phi}$ ) под действием отклоняющего усилия. При этом параметры деформации буровой компоновки определены через длину мнимой компоновки.

Для видов движения  $\Phi_{1-2}$  и  $\Phi_1$  формулы расчета интенсивности искривления будут выглядеть следующим образом:

$$i_{1-2} = \frac{57,3}{L_{1-2}} \left( \frac{2f}{L_{1-2}} + \frac{v_{\phi}}{v_{\delta}} \right);$$
(4.24)

$$i_1 = \frac{57,3}{L_1} \left( \frac{2f}{L_1} + \frac{v_{\phi}}{v_{\delta}} \right).$$
(4.25)

В формулах (4.19)–(2.25) величина радиального зазора f определяется по зависимости 0,5( $D_{ckb} - d_k$ ), где  $D_{ckb}$ ,  $d_k$  – диаметры скважины и буровой компоновки соответственно.

В соответствии с зависимостями (2.21)–(2.27) на рис. 4.6 построены графики, интерпретирующие связь интенсивности естественного искривления с рядом факторов. Расчет интенсивности сделан на основании ранее определенных аналитически значений длин полуволн компоновок и возможных видов их движения в скважине.

На рис. 4.6 штриховыми линиями показаны значения интенсивности искривления, полученные только за счет асимметричного разрушения забоя, а кривые, выполненные сплошными линиями, дают значения интенсивности

и с учетом процесса фрезерования стенки при соотношении  $\frac{v_{\phi}}{v_{\delta}} = 0,001.$ 



Рис. 4.6. Расчетные зависимости интенсивности естественного искривления от вида движения деформированной буровой компоновки: 1 – *M*<sub>on</sub> = 0,5 даН·м; 2 – *M*<sub>on</sub> = 1,0 даН·м; 3 – *M*<sub>on</sub> = 2,0 даН·м;

Анализ формул и расчетных данных позволяет сделать следующие выводы об особенностях механизма естественного искривления скважин:

– одним из наиболее существенных факторов, определяющих интенсивность естественного искривления скважин, является вид движения деформированной компоновки. В том случае, когда реализуется вид движения  $\Phi_1$  с минимальными колебаниями угловой скорости и вариациями параметров деформации компоновки, достигается глубокий минимум интенсивности искривления. Причем, чем меньше несоответствие параметров деформации (длина полуволны, прогиб) за период обращения компоновки вокруг оси скважины, тем меньше интенсивность искривления. При движении вида  $\Phi_2$  и неизменных параметрах деформации компоновки достигается максимальная интенсивность искривления скважин;

– рост интенсивности искривления скважин и изменение видов движения деформированной компоновки по следующей очередности  $\Phi_1 - \Phi_{1-2} - \Phi_2$  наблюдается при повышении опрокидывающего момента со стороны забоя скважины и снижении упруго-реактивного момента  $M_p$ ;

– характер движения деформированной компоновки задает уровень интенсивности искривления как при асимметричном разрушении забоя, так и при фрезеровании стенки скважины;

 – снижение интенсивности искривления скважин при асимметричном разрушении забоя связано с повышением жесткости компоновок и снижением радиального зазора.

В зависимостях (4.18)–(2.25) не раскрыта вторая составляющая механизма искривления, отражающая процесс фрезерования стенки скважины под действием отклоняющего усилия.

В общем виде данную составляющую можно записать следующим образом:

$$\dot{i}_{\phi} = \frac{57,3 \, v_{\phi}}{l \, v_{\phi}} = \frac{57,3 h_{\phi} m_{\phi}}{l h_{\delta} m_{\delta}},\tag{4.26}$$

где l – жесткая база деформированной компоновки, определяемая в данном исследовании формулами (4.19)–(4.21), м;  $h_{\phi}$ ,  $h_{5}$  – углубление за один оборот соответственно в стенку скважины и забой, м;  $m_{\phi}$ ,  $m_{5}$  – число резцов в линии резания на боковой и торцевой поверхности инструмента.

Углубление инструмента в горную породу за оборот вращения задается глубиной внедрения резца в породу, числом резцов в линии резания с максимальным выступлением из матрицы, степенью разновысотности алмазных резцов, осевым усилием, твердостью и пластичностью горной породы.

Глубину внедрения шарообразного резца в породу определим из ранее полученной формулы (2.14) при условии, что значение  $h_{yn}$  характеризует масштаб разрушения породы только при поверхностном и усталостном воздействии на забой или стенку скважины. Объемное разрушение наступает при напряжениях в породе превышающих предел текучести, а глубина борозды, с учетом [48], может определяться по глубине возникновения максимальных касательных напряжений под резцами и для шарообразного резца выражаться формулой

$$h_{\rm JI} = 0, 5\sqrt{2r_{\rm a}h_{\rm yII}}.$$
 (4.27)

- 127 -

Глубина борозды разрушения  $h_{\pi}$  зависит от пластических свойств горных пород и формы алмазного резца, а потому возможные значения углубления при объемном разрушении находятся в пределах ( $h_{y\pi}$ – $h_{\pi}$ ). Левый предел характерен для пород пластично-упругих и приостренных резцов, а правый для хрупких горных пород и овализованных алмазных резцов. В первом случае расчет более точно можно сделать по формуле (2.19), а во втором – по упомянутой зависимости (2.14).

Число алмазов на торце и боковой поверхности инструмента, взаимодействующих с породой при разрушении, определяется степенью их разновысотности, величиной осевого усилия или боковой отклоняющей силы. По данным ВИТР [5] процент алмазов, работающих активно на забое при приработке инструмента, составляет не более 20 %, а при выходе на оптимальный режим возрастает до 70–80 %. Оптимальное углубление за оборот инструмента, по данным из тех же источников, составляет 0,08 – 0,1 диаметра алмазных резцов.

Число боковых резцов в линии резания, взаимодействующих с породой при фрезеровании, ориентировочно определим из формулы, полученной исходя из геометрических построений:

$$n_{\tilde{o}} = \frac{m_{\pi} \arccos \frac{h_{y\tilde{o}} + \delta}{\delta} K_{p}}{Z(180 - 0.5c\beta_{\kappa})}, \qquad (4.28)$$

где  $m_{\rm n}$  – число боковых резцов на цилиндрической поверхности инструмента;  $h_{\rm y\delta}$  – упругая деформация породы боковыми резцами, м;  $K_{\rm p}$  – коэффициент разновысотности резцов (0,2–0,8);  $\delta$  – полуразность диаметров ствола скважины и инструмента, м; Z – число линий резания на боковой поверхности инструмента; c – число промывочных каналов;  $\beta_{\rm k}$  – центральный угол, определяющий длину промывочного канала измеренного по периметру, град.

Если при бурении используется расширитель, установленный над коронкой, число боковых резцов *m*<sub>6</sub> определяется и для расширителя.

Анализ зависимости (2.30) показывает, что число алмазов в линии резания для коронки не превышает 3–7.

Подстановка возможных значений глубин внедрения алмазных резцов в породу со стороны торца и боковой поверхности в формулу (4.26) дает ряд различных вариантов соотношений скоростей фрезерования и углубления забоя. Из возможных вариантов по критерию минимума кривизны ствола наиболее желателен случай, когда реализуется объемное разрушение породы на забое в оптимальном режиме и одновременно только поверхностное разрушение или упругое деформирование породы в стенке скважины. Подобное соотношение скоростей  $v_{\phi}$  и  $v_{\delta}$  возможно при бурении инструментами и по технологиям, которые дают эффект объемного разрушения породы, но при пониженных осевых нагрузках на буровой снаряд, а также при реализации деформированной компоновкой вида движения  $\Phi_1$ .

Как следует из ранее проведенного анализа, на торец инструмента при бурении практически постоянного воздействует отклоняющее усилие  $P_{\text{от}}$ , дестабилизирующая сила  $\Delta T$ , вызванная различной сопротивляемостью породы на забое резанию-скалыванию:

– для изотропных горных пород  $P_{\text{от}}$  и  $\Delta T$  являются следствием деформации буровой компоновки и перекоса инструмента на забое (см. зависимости (1.11), (1.12));

– для анизотропных горных пород  $P_{ot}$  и  $\Delta T$  вызваны анизотропией упругих, прочностных, пластических и иных свойств породы (зависимости (2.23), (3.8)).

Для изотропных горных пород результирующая усилий  $P_{\text{от}}$  и  $\Delta T$ , обеспечивающая фрезерование стенки скважины при движении вида  $\Phi_2$ , определится из зависимости

$$R_{\rm p} = \sqrt{P_{\rm or}^2 + \Delta T^2} = \frac{\pi f}{l} \sqrt{P_{\rm oc}^2 \left(1 - tg\phi_{\rm II}\right)^2 + \left(0, 6mr_a\sigma_{\rm cK}\right)^2 \eta_{\rm y}}.$$
 (4.29)

При движении вида  $\Phi_1$  результирующее усилие  $\Delta R_p$  определяется как разность значений  $R_p$ , рассчитанных при двух диаметральных за период обращения положениях деформированной компоновки:

$$\Delta R_{\rm p} = R_{\rm p}^{\rm I} - R_{\rm p}^{\rm II} = \pi f \left(\frac{1}{l_1} - \frac{1}{l_2}\right) \sqrt{P_{\rm oc}^2 \left(1 - \mathrm{tg}\phi_{\rm m}\right)^2 + \left(0, 6mr_a\sigma_{\rm c\kappa}\right)^2 \eta_{\rm y}}.$$
 (4.30)

В случае движения компоновки вида  $\Phi_{1-2}$  усилие  $\Delta R_p$  определяется как среднее значение усилий  $R_p^I$  и  $R_p^{II}$ .

Для количественной оценки сил  $R_p$  и  $\Delta R_p$  проведем расчеты при условиях:  $P_{oc} = 20$  кH,  $tg\phi_{\pi} = 0,7$ , m = 140,  $r_a = 0,75$  мм,  $\sigma_{c\kappa} = 20$  МПа,  $p_{\mu\nu} = 2000$  МПа, f = 0,1 см.

Для вида движения  $\Phi_2$  и полуволн длиной 2, 3 и 4 м значение  $\Delta R_p$  составит соответственно 7,7; 5,1 и 3,8 даН. В случае если компоновка имеет вид движения  $\Phi_1$  при  $l_1 = 2$  м,  $l_2 = 3$  м (вариация длины полуволны в компоновке за период обращения), то  $\Delta R_p = 2,6$  даН, а при  $l_1 = 3$  м и  $l_2 = 4$  м  $\Delta R_p = 1,3$  даН.

Таким образом, при движении вида  $\Phi_1$  результирующее и отклоняющее усилия, воздействующие на стенку скважины ниже, чем при движении вида  $\Phi_2$ , и тем меньше, чем выше устойчивость компоновки и ниже неравенство параметров деформации компоновки за период обращения вокруг оси скважины.

Глубина упругого внедрения торцевых алмазов резцов составит значение 0,001 (см. 2.14), а глубина лунки и борозды разрушения равны 0,006 (см. 4.27). Боковые резцы под действием отклоняющей силы 5 даН обеспечивают только упругое деформирование породы, а  $h_{\phi} = 1,6 \ 10^{-5}$  см.

Соотношение  $\frac{v_{\phi}}{v_{6}} = 6,6 \ 10^{-4}$  при  $\frac{m_{\phi}}{m_{6}} = 0,25$ , а интенсивность искривления за счет фрезерования при движении вида  $\Phi_2$  и l = 3 м составит 3,9°

на 100 м.

В случае если компоновка вращается вокруг оси скважины с вариацией длины полуволны от 2 до 3 м за период обращения, интенсивность искривления – 0,65° на 100 м.

При работе инструмента в анизотропной породе, согласно (2.23) и (3.8), при малых значениях соотношения  $\frac{v_{\phi}}{v_{6}}$ , типичных для процесса естественно-

го искривления скважин, усилия  $P_{\text{от}}$  и  $\Delta T$  соотносятся следующим образом:

при 
$$\gamma < \gamma_{\kappa p}$$
  $R_{\rm p} = P_{\rm ot} - \Delta T$ ;

при 
$$\gamma > \gamma_{\rm KD}$$
  $R_{\rm D} = P_{\rm ot} + \Delta T$ .

Если не учитывать составляющую  $\frac{v_{\phi}}{v_{6}}$  в формуле (3.8), поскольку

при умеренной и малой интенсивности искривления она мало влияет на конечный результат, можно записать зависимость для определения результирующей отклоняющей силы в общем виде:

$$R_{\rm p} = P_{\rm oc} \left( \psi \pm 0.25 \Delta \mu \right) \pm 0.25 \pi r_a m \left( h_1 \sigma_{\rm c\kappa}^{\perp} - h_3 \sigma_{\rm c\kappa}^{\rm m} \right), \qquad (4.31)$$

где  $\psi$  – угол поворота инструмента под действием опрокидывающего момента  $M_{\text{оп}}$  (зависимости (2.7),(2.10),(2.11) и (2.26), рад.;  $\Delta \mu$  – разность коэффициентов внешнего трения резцов о породу в направлении навстречу слоистости или сланцеватости;  $h_1$ ,  $h_3$  – глубины внедрения резцов в породу (см. формулы (3.6), (3.7)), м.



Рис. 4.7. Расчетные значения усилий *P*<sub>от</sub>, Δ*T* и Δ*R*<sub>p</sub> в зависимости от угла встречи γ для коронок диаметром 59 мм с толщиной матриц 8,5 (кривые 1) и 12 мм (кривые 2)

На рис 4.7 даны графики усилий  $P_{ot}$ ,  $\Delta T$  и  $R_p$  в зависимости от угла встречи инструмента с плоскостями слоистости или сланцеватости породы. Графики получены для коронок диаметром 59 мм с толщиной матриц 8,5 мм (кривые 1: штриховая линия – усилие  $\Delta T$ ; линия штрих с точкой –  $P_{ot}$ ; сплошная линия – усилие  $R_p$ ) и 12 мм (аналогичные обозначения кривых 2). За основу расчета взяты условия определения  $M_{ot}$  (кривые 5 и 6 на рис. 2.19,  $\delta$ ). Кроме этих данных использованы следующие значения параметров:  $P_{oc} = 1345$  даН,  $P_{oc} = 1770$  даН (из условия равенства контактных давлений на забой для коронок с шириной матриц соответственно 8,5 и 12 мм),  $r_a = 0,75$  мм (зернистость 50–30 шт./карат)  $p_{ttt} = 1350$  МПа,  $p_{ttt} = 2000$  МПа,  $\sigma_{ck}^{II} = 8$  МПа,  $\sigma_{ck}^{\perp} = 12$  МПа, m = 140 и 180 (из расчета 70 % контактирующих с забоем резцов), число боковых резцов 20.

Для дальнейшего решения задачи по определению влияния анизотропии горных пород на процесс искривления скважин необходимы данные об изменении коэффициента внешнего трения и предельных значений прочности горной породы на скалывание.

В ТПУ выполнены экспериментальные работы по определению коэффициента внешнего трения по поверхности анизотропных пород [18]. Получены значения коэффициентов трения для пород типа аргиллит, песчаник, алевролит, гранит, у которых значения коэффициентов трения перпендикулярно и вдоль текстурных признаков составили соответственно (0,945 - 0,868 = 0,077); (0,793 - 0,697 = 0,096); (0,942 - 0,919 = 0,023); (0,878 - 0,761 = 0,117).



Рис. 4.8. Экспериментальные зависимости коэффициента внешнего трения µ анизотропную породу (туфодацит) при перемещении стального кубика от угла встречи с флюидальностью: 1 – при перемещении кубика вдоль флюидальности; 2 – навстречу флюидальности

На рис. 4.8 представлены результаты экспериментального исследования зависимости коэффициента внешнего трения от угла встречи с флюидальностью туфодацита [35]. Приведенные данные показывают, что разность значений коэффициента трения максимальна при углах встречи 50–80°. Она достигает значения  $\Delta \mu = 0,02-0,03$ . Ранее в работе [21] предлагался вариант расчета значений  $\Delta \mu$  и  $\Delta \sigma_{ck}$ .

В работе [18] также предложены результаты экспериментов по определению  $\Delta \mu$ , которые не противоречат результатам, представленным в работах [21, 35].

Для дальнейших расчетов определены длины полуволн колонкового набора ССК ( $EJ = 6509 \text{ да}\text{H}\cdot\text{m}^2$ ) и одинарного колонкового набора (ОКН) ( $EJ = 4830 \text{ да}\text{H}\cdot\text{m}^2$ ), а впоследствии рассчитаны значения интенсивности искривления согласно разработанной методике (зависимости (4.24) и (4.25)). Основные промежуточные данные расчета приведены в табл. 4.2.

Таблица 4.2

AL EDO H	» МПо робой	<i>р</i> <sub>ш</sub> , МПа,	σ MΠa	A., 10 <sup>-2</sup>	$h_{\rm y\pi} 10^{-3}$ ,	$h_{\Pi} 10^{-3}$ ,	$h_{\oplus} 10^{-1}$	<sup>-5</sup> , см
ү, град.	$p_{\rm III}$ , MIIIa, 3a000	стенка	$O_{ck}$ , will a	Δμ, 10	СМ	СМ	ОКН	ССК
0	2000	1340	0	0	1	6,2	0	0
10	1980	1300	0,8	1	1	6,2	8,3	12
30	1800	1540	2,2	2	1,1	6,4	7,1	11
50	1540	1800	3,5	3,5	1,3	7,0	1,3	0,5
70	1400	1900	3,0	2	1,4	7,2	4,7	8,1
90	1340	2000	0	0	1,5	7,5	0	0

Расчетные данные

Графические зависимости интенсивности естественного искривления в анизотропных породах от угла встречи инструмента со слоистостью или сланцеватостью даны на рис 4.9, где значения интенсивности со знаком «+» указывают на искривление в направлении падения слоев породы, а знаком «-» – на искривление вкрест простирания слоев.

Кривые  $i_a$  для ССК и обычного снаряда оказались очень близки, хотя для более жесткого набора ССК – несколько меньшими. Фрезерованием же набор кривизны осуществляется более интенсивно снарядом ССК, так как коронка для него воспринимает большие значения  $M_{on}$ ,  $P_{oc}$  и  $\Delta T$  из-за большей площади торца. При этом следует иметь в виду, что расчет сделан при равных контактных давлениях на забой со стороны различных коронок, т. е. значения интенсивности искривления скважин получены при условии равенства механических скоростей бурения.

Результирующее значение интенсивности искривления для ССК и обычного снаряда дано на рис 2.9, *б*. Здесь максимальные значения *i* получены при  $\gamma = 50-80^{\circ}$  при искривлении ствола в направлении вкрест простирания слоистости или сланцеватости для обоих типов снаряда. При искривлении скважин в направлении падения слоев породы наибольшие значения интенсивности возникают при  $\gamma = 10-15^{\circ}$ . Интенсивность искривления для ССК-59 оказалась выше, чем для обычного снаряда, за счет фрезерования стенки скважины.



Рис. 4.9. Графические расчетные зависимости интенсивности естественного искривления скважин от угла встречи инструмента со слоистостью или сланцеватостью анизотропной горной породы

При построении графиков на рис. 4.9 учтен основной фактор, определяющий искривление ствола скважины при бурении, – вид движения деформированного колонкового набора. При  $\gamma = 0-30^{\circ}$  вид движения, из-за малых значений момента  $M_{\text{оп}}$ , оказался близок к  $\Phi_1$  (расчет  $l_1$  и  $l_2$  сделан по формуле (4.21), а *i* – по формуле (4.25), а при  $\gamma > 30^{\circ}$  движение снаряда соответствует виду  $\Phi_{1-2}$ , см. (4.24).

Следует отметить, что данные о процессе естественного искривления в анизотропной породе, полученные на основе разработанной аналитической модели, в достаточной мере соответствуют многочисленным сведениям о закономерностях естественного искривления скважин в анизотропных породах, приведенных в работах С. С. Сулакшина [41], Ю. Т. Морозова [20], А. Г. Калинина [10], А. Е. Колесникова [12], В. П. Зиненко [9], И. Н. Страбыкина [19, 38, 39] и других отечественных и зарубежных специалистов, которые сделали следующие основные выводы из анализируемого материала:

– максимальная интенсивность искривления в анизотропных породах наблюдается в интервале углов встречи 40–70°;

– направление искривления зависит в ряде случаев от угла встречи инструмента со слоистостью или сланцеватостью: при  $\gamma_{\kappa p} > \gamma > 0^{\circ}$  происходит отклонение ствола в направлении падения слоев породы; при  $90^{\circ} > \gamma > \gamma_{\kappa p}$  ствол скважины искривляется вкрест простирания слоистости или сланцеватости горной породы;

 $-\gamma_{\rm kp}$  чаще всего составляет значения от 1–2° до 15–20°;

– при бурении ССК закономерности естественного искривления аналогичны таковым при обычном алмазном бурении, интенсивность же есте-



Рис. 4.10. Схема для анализа процесса искривления скважины при бурении анизотропной горной породы алмазной коронкой при үкр > ү

ственного искривления при бурении относительно изотропных и мало анизотропных горных пород ниже, а при бурении анизотропных и сильно анизотропных горных пород выше, чем при бурении обычным снарядом с алмазной коронкой;

 – набор кривизны при правом вращении инструмента чаще происходит вправо, хотя отмечаются случаи и уменьшения азимутного угла.

Для объяснения последнего из пунктов отмеченных закономерностей естественного искривления рассмотрим схему (рис. 4.10), где показаны действующие силовые факторы, вызванные разрушением анизотропной породы при  $\gamma > \gamma_{\kappa p}$ .

Как следует из приведенного в гл. 2 материала, на торец инструмента воздействует опрокидывающий момент  $M_{on}$ , ориентирующий его вкрест слоистости или сланцеватости.

Момент  $M_{on}$  вызывает действие отклоняющей силы  $P_{or}$ , а в процессе резания-скалывания породы торцевыми резцами проявляется усилие  $\Delta T$ . Усилие  $\Delta T$  смещено из геометрического центра торца инструмента на расстояние  $x_r$  в сторону той части забоя, которая оказывает наибольшее сопротивление перемещению резцов (часть забоя, где резцы движутся навстречу восстания слойков) и в направлении, противоположном направлению вращения инструмента. Точка  $O_1$  – мгновенный центр вращения инструмента, а потому поворот последнего возможен только вокруг этой точки до момента касания боковой поверхностью коронки стенки скважины.

Такой поворот даст прилегание боковой поверхности инструмента к стенке скважине и керну между точками A и B. Угол поворота определим из формулы (1.15), предварительно рассчитав  $x_r$ :

$$x_{\rm r} = b \frac{\Delta T}{T_1 + T_3}.\tag{4.32}$$

Поскольку усилия  $\Delta T$ ,  $T_1$  и  $T_3$  задаются в основном силами трения резцов о породу, то формула (4.32) может упроститься и получит вид

$$x_{\Gamma} = \frac{4\left(R_{H}^{2} + R_{H}r_{BH} + r_{BH}^{2}\right)(\mu_{1} - \mu_{3})}{3\pi(R_{H} + r_{BH})(\mu_{1} + \mu_{3})},$$
(4.33)

где  $\mu_1$ ,  $\mu_3$  – коэффициенты трения резцов о породу на забое в точках 1 и 3 (см. рис. 3.1).

Для коронок диаметром 59 мм с толщиной матриц 8,5 и 12 мм значения  $x_{\Gamma}$  оказались очень близки и составили, например, при  $\gamma = 10$ ; 30; 50 и 70° соответственно 0,05; 0,11; 0,2 и 0,13 см. При таких значениях  $x_{\Gamma}$  и зазоре между матрицей и стенкой скважины  $\delta$  в пределах 1–0,3 мм угол  $\lambda_{\kappa}$  составляет 5–12°. Направление набора кривизны, относительно вектора  $P_{\text{от}}$ , составит угол

$$\alpha_{\rm m} = 45^\circ - 0,5\lambda_{\rm K}$$
.

- 135 -

При этом в случае правого направления вращения инструмента искривление будет происходить вправо с увеличением азимута скважины, при левом направлении вращения инструмента – влево с уменьшением азимутального угла. Угол  $\alpha_{n}$ , исходя из следующих расчетов, составляет значение, близкое к 40–45°.

При  $\gamma < \gamma_{\kappa p}$  угол

$$\alpha_{\pi} = 45^{\circ} + 0.5\lambda_{\kappa}$$

причем отмеренный вправо от вектора  $P_{or}$  (в сторону направления падения слоев породы) при правом направлении вращения инструмента и влево при левом направлении вращения инструмента. Ориентировочно угол  $\alpha_{n}$  равен 45–50°.

Таким образом, кинематика бурового инструмента при воздействии на него основных силовых факторов, выделенных при анализе процессов разрушения анизотропной породы, вполне соответствует закономерностям естественного искривления скважин.

Рассмотрим процесс отклонения инструмента при углах встречи больше критической величины ( $\gamma > \gamma_{\kappa p}$ ) для случая бурения алмазной коронкой (рис. 4.9). При бурении анизотропной породы возникает дестабилизирующая сила  $\Delta T$  (зависимость (3.8)), точка приложения которой смещена от геометрического центра бурового инструмента на расстояние  $x_r$  в сторону той части торца коронки, резцы которой движутся навстречу слоистости или сланцеватости и испытывают максимальное сопротивление в процессе резания-скалывания – смятия породы (см. рис. 3.3).

Точка приложения усилия  $\Delta T$  – мгновенный центр вращения инструмента и поворот коронки под действием дестабилизирующих направление ствола скважины сил происходит вокруг этой точки, а не вокруг геометрического центра торца. В результате коронка фрезерует стенку скважины, а при взаимодействии боковых резцов инструмента с породой стенки скважины возникает усилие сопротивления породы разрушению *F*.

Представленный вариант распределения сил при работе алмазной коронки приводит к отклонению ствола скважины по направлению вращения коронки (вправо).

Согласно формуле (4.33) и графику, полученному расчетом для коронки диаметром 59 мм (рис. 4.11, e), расстояние  $x_{r}$  равно нулю при угле встречи 0°, 90° и  $\gamma_{\kappa p}$ . В этих случаях усилие  $\Delta T$  также равно нулю, а буровой инструмент может вращаться вокруг своей геометрической оси без смещения в направлении стенки скважины, поэтому искривления ствола скважины может не наблюдаться.



Рис. 4.11. Схемы для анализа механизма азимутального искривления при бурении анизотропной породы при углах встречи больше критического (*a*), меньше критического (*б*) и график изменения расстояния *х*<sub>г</sub> в зависимости от угла встречи (*в*)

При других углах встречи расстояние  $x_{\rm r}$  не равно нулю, а максимальные его значения будут наблюдаться при 45–65°, т.е. когда дисбаланс сил трения и суммарного сопротивления разрушению породы, задающий и величину усилия  $\Delta T$ , будет наибольшим.

При угле встречи  $\gamma < \gamma_{\kappa p}$  (рис. 4.11, б) мгновенный центр вращения инструмента (точка приложения усилия  $\Delta T$ ) сместится от геометрического центра торца инструмента вправо от оси торца инструмента, а усилие  $\Delta T$  поменяет направление действия в связи с тем, что большее сопротивление разрушению порода будет оказывать при движении резцов инструмента в направлении слоистости или сланцеватости породы. Именно поэтому фрезероваться будет стенка скважины на противоположной (в сравнении с ранее рассмотренным вариантом, рис. 2.11, *а*) стороне ствола, обеспечивая отклонение скважины в направлении уменьшения азимутального угла.

Нижний конец деформированной буровой компоновки может иметь в призабойном интервале скважины заделку, параметры которой наиболее близки к шарнирной с наложением упруго-реактивного момента на торец породоразрушающего инструмента со стороны упруго сжатой горной породы. При этом породоразрушающий инструмент находится в состоянии перекоса.

Длина нижней полуволны, а также другие параметры деформации буровой компоновки определяются не только режимами и техникотехнологическими условиями бурения, но и типом горной породы: максимум длины полуволны связан с разрушением изотропных, а минимум – сильно анизотропных горных пород, когда на торец инструмента воздействует опрокидывающий момент.

Воздействие момента  $M_{on}$  на изогнутую компоновку вызывает перераспределение энергии и изменение за период вращения взаимосвязанных параметров деформации (длина полуволны, прогиб, угол перекоса инструмента на забое). Изменение параметров деформации буровой компоновки задает траекторию вращения (обращения) центра поперечного сечения гребня нижней полуволны буровой компоновки в скважине.

Наиболее существенным фактором, определяющим интенсивность естественного искривления скважин, является вид движения деформированной буровой компоновки: при реализации вида движения  $\Phi_1$  (обращение вокруг оси скважины с минимальным изменением параметров деформации) достигается глубокий минимум интенсивности искривления, а при реализации вида движения  $\Phi_2$  (ориентированный изгиб при неизменных параметрах деформации) возможна максимальная интенсивность искривления. При этом первый вариант движения компоновки в идеальном виде возможен только при бурении изотропных горных пород, а второй – только при малых силах инерции, упруго-реактивном моменте  $M_p$  и существенно высоком значении момента  $M_{on}$ .

Рост интенсивности естественного искривления и изменение видов движения деформированной компоновки по схеме  $\Phi_1 \rightarrow \Phi_{1-2} \rightarrow \Phi_2$  наблюдается при повышении опрокидывающего момента со стороны забоя скважины, осевого усилия, радиального зазора, снижении жесткости буровой компоновки и упруго-реактивного момента  $M_p$ .

Процесс естественного искривления скважин включает асимметричное разрушение забоя и фрезерование стенки скважины поперечной отклоняющей силой, при этом последняя складывается геометрически из отдельных сил. Доля каждой составляющей процесса естественного искривления в формируемой кривизне может быть различна, а их направленность существенно отличаться.

Вид движения деформированной буровой компоновки задает уровень интенсивности естественного искривления как при асимметричном разрушении забоя, так и при фрезеровании стенки скважины.

Разработанная теоретическая модель процесса естественного искривления, в которой при анализе многообразия вариантов деформации и видов движения используется формализованный объект «мнимая компоновка», располагаемая в скважине с перекосом согласно деформации и виду движения реальной компоновки, позволяет качественно и количественно отобразить сложный механизм формирования кривизны в изотропных и анизотропных горных пород. Аналитические результаты разработанного механизма естественного искривления скважин соответствуют выделенным многими авторитетными исследованиями закономерностям естественного искривления, что позволяет научно обоснованно сформулировать ряд основных требований к технологическим и техническим решениям с целью управления процессом естественного искривления скважин.

## 4.3. Анализ условий реализации искривления скважин в анизотропных породах

С учетом основных составляющих процесса набора кривизны ОНД различного типа при бурении анизотропных горных пород интенсивность искривления для отклонителей, реализующих набор кривизны асимметричным разрушением забоя, будет выглядеть следующим образом:

$$i = i_{\rm a} \pm i_{\rm e} \,, \tag{4.34}$$

а для ОНД, реализующих разнонаправленные фрезерованные стенки скважины асимметричное разрушение забоя несколько иначе:

$$i = i_{\phi} - i_{a} \pm i_{e} \,. \tag{4.35}$$

В данных зависимостях составляющая  $i_e$  показывает влияние естественных геологических причин на прирост или снижение результирующей кривизны. Первое связано с работой ОНД в направлении естественного искривления, а второе – против. Для учета данной составляющей воспользуемся результатами расчетов, которые приведены в виде графиков (рис. 4.9). Поскольку значения  $i_e$  в сравнении с интенсивностью искривления, которую реализует ОНД, очень малы, очевидно, что фактор естественных геологических причин не оказывает значительного влияния на конечный результат. Поэтому отклонители асимметричного разрушения забоя в условиях реализации искривления в анизотропных горных породах не встречают особых проблем и конечный результат их работы может оставаться на уровне оптимального.

Рассмотрим влияние анизотропии горных пород на формирование кривизны под действием отклоняющего усилия. Для этой цели воспользуемся зависимостью (4.26), которая представлена в соответствующем для исследования виде:

$$i_{\rm e} = \frac{57, 3v_{\rm \phi}}{L_{\rm x}v_{\rm f}} = \frac{57, 3h_{\rm \phi}m_{\rm \phi}}{L_{\rm x}h_{\rm f}m_{\rm f}}, \qquad (4.36)$$

где  $h_{\phi}, h_{\delta}$  — углубление за один оборот долота соответственно в стенку скважины и забой, м;  $m_{\phi}, m_{\delta}$  — число породоразрушающих элементов в линии резания-скалывания на боковой и торцевой поверхности инструмента;  $L_{\infty}$  — длина жесткой части ОНД, м.



Рис. 4.12. Схема для анализа условий реализации искривления в анизотропной породе

Полагаем, что углубление инструмента в забой и стенку скважины пропорциопородоразрушающих внедрению нально элементов в породу. При этом, учитывая анизотропию твердости и коэффициенты внутреннего трения, в соответствии с зависимостями (2.14) и (2.15) внедрение породоразрушающих элементов в забой и стенку скважины не может быть равным даже при условии равенства контактных напряжений под резцами, поскольку прежде всего твердость породы во взаимно перпендикулярных направлениях различна при всех значениях угла встречи породоразрушающего инструмента со слоистостью или сланцеватостью, кроме угла 45° (рис. 4.12). Угол

встречи 45° дает единственный случай искривления скважины в анизотропной породе, который тождественен условиям создания искривления в изотропных горных породах.

В табл. 4.3 приведены расчетные данные твердости и коэффициенты внутреннего трения породы на забое и в стенке скважины. В данном случае расчеты сделаны для сланца VII–VIII категории по буримости, который имеет твердость вдоль слоистоисти или сланцеватости породы 2000 МПа, а коэффициент внутреннего трения в этом направлении – 0,95. Показатели анизотропии по твердости и коэффициенту внутреннего трения составляют соответственно 1,5 и 1,58.

Согласно формуле (2.15), которая дает возможность определить значения твердости и других параметров при любых значениях угла встречи в соответствии с распределением согласно закону эллипса, расчитаны значения твердости и коэффициентов внутреннего трения, которые имеют место при изменении угла встречи от 0° до 90°.

Таблица 4.3

ү, град	Твердость п	ороды, МПа	Коэфф внутренне	ициент его трения	Внедрение резца, мм		
	Забой	Стенка	Забой	Стенка	Забой	Стенка	
0	2000	1340	0,95	0,6	0,23	0,31	
10	1964	1370	0,93	0,62	0,233	0,3	
30	1740	1440	0,81	0,65	0,26	0,29	
50	1530	1640	0,7	0,75	0,28	0,27	
70	1390	1870	0,63	0,88	0,3	0,24	
90	1340	2000	0,6	0,95	0,31	0,23	

Расчетные данные

Внедрение резцов в породу рассчитано по формуле (2.14) для инструмента, оснащенного дробленными алмазными резцами, при условии равенства контактных давлений на породу со стороны как торцевых, так и боковых резцов. Проведенный расчет позволяет установить диапазон возможных изменений і, при реализации искривления в анизотропном сланце (рис. 4.13). Так как при  $\gamma = 0^{\circ}$  возможна минимальная механическая скорость бурения и интенсивность искривления 2 град/м. При  $\gamma = 90^{\circ}$  и при тех же условиях возможно уменьшение интенсивности искривления почти в два раза за счет снижения скорости фрезерования и роста механической скорости бурения. При  $\gamma = 45^{\circ}$  условия реализации искривления соответствуют таковым для изотропных горных пород. Таким образом, следует учитывать при использовании отклонителей непрерывного действия фрезерующего типа влияние анизотропии горных пород, которое сводится к повышению интенсивности искривления при малых углах встречи инструмента со слоистостью или сланцеватостью и к снижению интенсивности искривления в случае, если угол встречи инструмента и слоев породы превышает 45-50°.



Рис. 4.13. Расчетный график зависимости интенсивности искривления отклонителем от угла встречи со слоистостью горной породы

Если же учесть снижение результирующей интенсивности искривления за счет обратного фрезерованию асимметричного разрушения забоя (кривая  $i_a$ ), а также закономерное снижение результирующей интенсивности к концу рейса из-за износа фрезерующих элементов породоразрушающего инструмента, то очевидно, что при угле встречи 50–90° могут потребоваться при определенных условиях дополнительные меры по обеспечению надежного и результирующего искривления в анизотропных породах отклонителями разнонаправленного фрезерования и асимметричного разрушения. Эти меры могут сводиться к достаточно жесткому ограничению механической скорости бурения отклонителем до 0,8–1,0 м/ч.

### Глава 5 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ ПРОХОДКИ СКВАЖИН ЗАДАННОГО НАПРАВЛЕНИЯ В АНИЗОТРОПНЫХ ПОРОДАХ

### 5.1. Особенности механизма разрушения анизотропных горных пород при бурении шарошечными долотами

Основными силовыми факторами, определяющими кривизну и направление скважин в анизотропных породах, являются опрокидывающий момент  $M_{on}$  и усилие  $\Delta T$ . Они обусловлены самой природой анизотропных горных пород и их полное устранение при механическом разрушении невозможно. Однако в определенной степени их нейтрализация, а именно уменьшение дестабилизирующего действия на буровую компоновку.

Ранее рассмотрены условия искривления скважин при использовании породоразрушающих инструментов режуще-скалывающего типа, таких как алмазный, твердосплавный или с резцами *PDC*.

При бурении же шарошечными долотами можно выделить несколько особенностей процесса искривления, вызванных механизмом разрушения горных пород, реализуемых долотами такого типа в отличие от инструментов режуще-скалывающего типа [27].

Рассмотрим теорию разрушения анизотропных горных пород с учетом особенностей конструкции и механизма шарошечных долот.

Основными силовыми факторами, определяющими кривизну и направленность скважин в анизотропных породах, являются опрокидывающий момент  $M_{on}$  и отклоняющее усилие  $\Delta T$ , возникающее при перекосе бурового инструмента. Данные силовые факторы обусловлены самой природой анизотропных горных пород и их полное устранение при механическом разрушении таких пород невозможно. Однако возможна (в определенной степени) нейтрализация этих силовых факторов, а именно уменьшение их дестабилизирующего действия на буровую компоновку, которое проявляется в повышении деформации компоновки, перекосе бурового инструмента, фрезеровании ствола скважины в одном преимущественном направлении.


Рис. 5.1. Схема взаимодействия долота с анизотропной горной породой

Рассмотрим взаимодействие с анизотропной породой двухшарошечного долота в тот момент, когда ось вращения шарошек располагается вдоль линии простирания слоистости горной породы (рис. 5.1, *a*). При внедрении зубцов долота в породу на каждый из них передается единичный опрокидывающий момент. Суммируясь, единичные моменты воздействуют на шарошку. Однако суммарный момент  $M_{on}^{c}$  как результат геометрического суммирования единичных моментов на корпус долота и компоновку передается не полностью, так как шарошка установлена в долоте с возможностью вращения, а  $M_{on}$  действует в плоскости вращения шарошек. При угле наклона оси вращения шарошек  $\beta_{un}$  менее 90° момент, передаваемый на компоновку, можно определить по формуле

$$M_{\rm off}^{\kappa} = \cos\beta_{\rm HI} M_{\rm off}^{\rm c} . \tag{5.1}$$

Если оси вращения шарошек горизонтальны, то  $M_{on}^{c}$  в момент, когда оси вращения шарошек направлены вдоль слоистости или сланцеватости, равен нулю, а значит, опрокидывающий момент на компоновку через долото не передается.

Таким образом, при определенном положении шарошки долота, когда ось её вращения параллельна слоям породы на забое скважины, опрокидывающий момент  $M_{on}^{\kappa}$  на долото через шарошку практически не передается, а значит, не наблюдается и повышение изгиба компоновки и перекоса долота на забое.



Рис. 5.2. Зависимости изменения величины опрокидывающего момента *M*<sub>оп</sub> за один оборот долот с различным числом шарошек на забое скважины: *1* – долото режуще-скалывающего типа с круглым торцом; *2* – двухшарошечное долото; *3* – трехшарошечное долото; *4* – четырехшарошечное долото

При повороте долота на забое на четверть оборота вокруг продольной оси (рис. 5.1,  $\delta$ ) из положения, соответствующего его положению на схеме (рис. 5.1, *a*),  $M_{on}^{\kappa} = M_{on}^{c}$  независимо от угла наклона осей вращения шарошек, так как в этом случае направление действия опрокидывающего момента совпадает с направлением вращения шарошек.

Отмеченные особенности передачи опрокидывающего момента на шарошечные долота с различным числом шарошек представлены в виде графиков на рис. 5.2. (величина  $M_{on}$  для всех инструментов дана в условном измерении). Из представленных графиков следует, что величина опрокидывающего момента за один оборот вращения шарошечных долот на забое изменяется, имея периодически максимальные и минимальные значения, число которых зависит от конструкции долот, а именно от числа симметрично установленных шарошек. В то же время для долот режущескалывающего типа без шарошек величина  $M_{on}$  за один оборот вращения остается неизменной (линия 1).

Таким образом, можно добиться некоторого повышения устойчивости буровых компоновок, если использовать выявленную характеристику  $M_{on}$  при различной ориентации долота относительно слоистости или сланцеватости породы. В данном случае возможна ориентированная установка долота относительно компоновки с профильным поперечным сечением (эллиптическое и др.), обладающей неравной жесткостью на изгиб относительно различных главных осей поперечного сечения (рис. 5.3.). При этом если оси вращения шарошек двухшарошечного долота совмещаются с осью поперечного сечения компоновки, вдоль которой имеется максимальная жесткость, то удастся нейтрализовать действие  $M_{on}$  на компоновку со стороны забоя и повысить устойчивость бурового снаряда.



Рис. 5.3. Схемы компоновок с неравной жесткостью по осям поперечного сечения: 1 – труба; 2 – керн; 3 – ствол скважины



Рис. 5.4. Зависимость *М*оп от угла встречи со слоями пород ү: *1* – график отражает влияние только осевой силы на долото; *2* – график отражает влияние усилия дробления-скалывания породы

Данное техническое решение представлено в авторском свидетельстве № 121199, Б.И. №18, 1986 г.

Важной особенностью механизма разрушения горной породы шарошечным долотом является его двойственность – процесс раздавливания породы под действием осевого усилия *P* и дробление-скалывание породы усилием *Q* при перекатывании шарошки.

Осевая составляющая разрушающих усилий P обеспечит при угле встречи  $\gamma$  оси бурового инструмента со слоями горной породы появление опрокидывающего момента, значение которого можно определить по формулам (2.10), (2.16), (2.19), (2.20) в зависимости от вида вооружения шарошек долота – сферические, конусные или трапецеидальные породоразрушающие вставки. Расчет по одной из формул позволяет получить график изменения  $M_{on}$  в зависимости от угла встречи долота со слоями горной породы. Такая зависимость представлена на рис. 5.4 (позиция 1). Как следует из данной зависимости, наблюдается два максимальных значения  $M_{on}$ : при малых значениях угла встречи  $\gamma$  опрокидывающий момент ориентирует инструмент в направлении падения слоев породы; при больших значениях угла встречи  $\gamma$  опрокидывающий момент ориентирует инструмент поперек простирания слоев породы.

При этом важно отметить, что за один оборот вращения долота одна из его шарошек может воздействовать на породу в момент, при котором направление приложения ударной нагрузки Q совпадает с направлением падения слоев (рис. 5.5, *a*), а через пол-оборота наступает ситуация, при которой направление приложения ударной нагрузки ориентировано поперек слоев породы (рис. 5.5, *б*). Именно эта особенность и задает неравномерность разрушения анизотропной породы при работе шарошечного долота, так как твердость и упругость породы максимальны в направлении слоев и минимальны поперек слоям породы.

При разрушении анизотропной горной породы возможны два экстремальных с точки зрения неравномерности разрушения случая:

– направление приложения усилия *Q* в момент нанесения удара породоразрушающей вставкой совпадает с направлением ориентировки слоев породы;

– направление приложения усилия *Q* в момент нанесения удара перпендикулярно слоям породы.



Рис. 5.5. Схема взаимодействия шарошечного долота с анизотропной горной породой при угле встречи ү: *а* – положение шарошки на забое в момент совпадения направлений приложения удара и слоистости; *б* – положение шарошки на забое в момент, когда направление приложения удара ориентировано поперек слоистости

В первом случае породоразрушающее действие вдоль приложения усилия Q будет испытывать максимальное сопротивление дроблениюскалыванию, так как анизотропная горная порода обладает наибольшими твердостью и упругостью именно в этом направлении. Такой вариант процесса разрушения возможен, если угол встречи бурового инструмента  $\gamma = 0,5\varphi$  – половине центрального угла между осями породоразрушающих вставок в венце шарошки. Угол  $\gamma$  может составлять при более частом расположении вставок 5–7°, при более редком – 10–15°. В этом случае угол приложения удара породоразрушающей вставкой во второй позиции шарошки на забое будет равен 90° – 0,5 $\varphi$  (рис. 5.5,  $\delta$ )

Таким образом, при угле встречи бурового инструмента с напластованием горной породы 0,5 ф в одной части забоя он будет испытывать максимальное сопротивление разрушению, а в диаметрально противоположной точке забоя – близкое к минимальному. При этом на величину разности сопротивления разрушению будет влиять схема расстановки породоразрушающих вставок, а именно угол ф.

Во втором случае породоразрушающее действие вдоль приложения усилия Q будет испытывать минимальное сопротивление дроблениюскалыванию, так как анизотропная горная порода обладает минимальными значениями твердости и упругости именно в этом направлении. Такой вариант процесса разрушения возможен, если угол встречи бурового инструмента  $\gamma = 90^{\circ}-0.5\varphi$ . В этом случае угол приложения удара породоразрушающей вставкой во второй позиции шарошки на забое равен  $0.5\varphi$  (рис. 5.5,  $\delta$ ).

Например, если угол  $\varphi = 20^{\circ}$ , а твердость горной породы вдоль слоев – 1500 МПа, перпендикулярно слоям 1000 МПа, т. е. коэффициент анизотропности горной породы по твердости 1,5, тогда в первом случае при угле встречи бурового инструмента с напластованием породы  $\gamma = 10^{\circ}$  максимальная твердость при приложении усилия *Q* составит 1500 МПа, а в противоположной точке забоя при  $\gamma = 80^{\circ}$  твердость породы будет 1009 МПа.

В результате такого различия в твердости в диаметрально противоположных точках забоя будет отличаться и глубина внедрения породоразрушающих вставок шарошек долота, что приведет к росту опрокидывающего момента, деформации компоновки и повышенному искривлению скважины.

Во втором случае, когда усилие *Q* ориентировано поперек слоев породы, в приведенных условиях расчета минимальное значение твердости составит 1000 Мпа, при угле встречи 90°, а максимальное – 1479 МПа.

На рис. 5.4 (позиция 2) приведен график изменения опрокидывающего момента с учетом составляющей разрушения горной породы дроблениемскалыванием под действием усилия *Q*. Данный график показывает, что области влияния максимальных значений опрокидывающего момента, возникающих при разрушении анизотропных горных пород, расширяются и смещаются в сторону меньших значений угла встречи в первом случае и в сторону больших значений угла встречи во втором случае. Величина смещения максимальных значений опрокидывающего момента, полученных при осевом приложении усилия и при косом ударе, ориентировочно может оцениваться как 0,5 ф. Отмеченная особенность механизма разрушения анизотропных горных пород шарошечными долотами сказывается на результатах искривления скважин, определяя большее влияние анизотропии горных пород на направление скважин.

Результаты исследования механики разрушения анизотропных горных пород позволили выделить в качестве перспективного направление по разработке инструментов с динамизированными (шарнирными) связями породоразрушающих элементов или вооруженных частей торца с корпусом инструмента, что способно обеспечить устранение действия опрокидывающего момента на буровую компоновку и снизить дисбаланс усилий резания-скалывания анизотропной породы.

В соответствии с теорией процесса упругопластического деформирования и разрушения анизотропных горных пород выявлены закономерности формирования полей деформации и механических под торцами буровых инструментов, что позволяет предложить научно обоснованную методику проектирования буровых коронок со сложными профилями торцов с целью управления направлением и кривизной геологоразведочных скважин.

На основании проведенных исследований предложен буровой инструмент режуще-скалывающего действия (патент РФ № 2246603, опубл. Б.И. №5, 20.02.2005 г.), который способен устранять воздействие опрокидывающего момента, на буровую компоновку в процессе разрушения анизотропных горных пород. Предложены конструкции как долота, так и алмазной коронки для бурения с отбором керна (рис. 5.6).

Предлагаемый инструмент включает корпус 1 с резьбой 2 и внутренним промывочным каналом 3. С корпусом 1 посредством сферической цапфы 4 соединена матрица 5, выполненная также сферической. При этом центры матрицы 4 и цапфы 5 совпадают (точка О). На наружной торцевой сферической поверхности матрицы 5 размещены породоразрушающие элементы 6, а между корпусом 1 и матрицей 5 имеется защитное уплотнение 7. Для передачи крутящего момента на инструмент от корпуса 1 к матриць 5 в соответствующих углублениях во внутренней поверхности матрицы 5 и наружной поверхности цапфы 4 установлены шарики 8. Шарики 8 установлены в углублениях 9 и 10, выполненных на уровне осевой линии, проходящей через центр сферических поверхностей цапфы 4 и матрицы 5. Цапфа 4, матрица 5, шарики 8 и углубления 9 и 10 соответственно в матрице 5 и цапфе 4 образуют шарнирное соединение матрицы 5 с корпусом инструмента 1, которое обеспечивает передачу крутящего момента на матрицу 5 и возможность её поворота в вертикальной плоскости.



Рис. 5.6. Буровой инструмент для бурения анизотропных горных пород: *а* – долото для бескернового бурения; *б* – коронка для бурения с отбором керна

Возможность поворота матрицы 5 в вертикальной плоскости обеспечивается за счет формы и размеров углублений 9, которые удлинены в вертикальных направлениях от центра шарика на расстояние

$$L = (R + r) \mathrm{tg} \psi,$$

где R – радиус наружной сферической поверхности матрицы; r – радиус шарика;  $\psi$  – максимально возможный угол поворота матрицы в вертикальной плоскости, град. Угол  $\psi$  может рассчитываться на основании формул (2.16), (2.17).

Предложенный инструмент работает следующим образом.

При бурении анизотропной горной породы, залегающей слоями под углом к оси бурового инструмента, породоразрушающие элементы 6 матрицы 5 под действием осевой нагрузки внедряются в породу и формируют зону деформации и разрушения. Вследствие анизотропии прочностных параметров горной породы область деформации получает асимметричную форму, а на породоразрушающие элементы оказывают действие не равные по величине вертикальные реакции породы, вызывая опрокидывающий момент  $M_{\rm on}$  на породоразрушающие элементы и матрицу 5 инструмента. В данной конструкции коронки суммарный  $M_{\rm on}$  не передается на буровую компоновку, поскольку матрица 5 и корпус 1 инструмента связаны между собой посредством шарнирного соединения, которое не передает действие каких-либо изгибающих моментов.

Таким образом, исключается дополнительный прогиб буровой компоновки и снижается искривление скважины в анизотропных горных породах.

В качестве еще одной иллюстрации технической сущности данного направления разработки бурового инструмента рассмотрим конструкцию коронки (патент РФ № 2167261). Данная коронка обеспечивает снижение искривления скважин в анизотропных породах за счет более равномерного разрушения породы, обладающей неравномерностью прочностных свойств, во всех точках забоя (рис. 5.7).

Данная задача решается за счет того, что коронка имеет рабочие секторы 1 с резцами, которые установлены в корпусе с возможностью перемещения по кольцевой направляющей. Секторы 1 между собой подпружинены упругими и закрепленными в корпусе элементами 2, которые задают величину и силовую характеристику возможного перемещения секторов. Каждый сектор 1 имеет ограничитель перемещения 3. При этом каждый рабочий сектор 1 взаимодействует с корпусом через опорные поверхности кольцевой направляющей. Кольцевая направляющая выполнена наклонной на угол  $\alpha$  по отношению к торцу инструмента, а угол наклона опорных сопрягаемых поверхностей выполнен возрастающим в направлении вращения коронки  $\omega$ .



Рис.5.7. Общий вид коронки с динамическими связями породоразрушающих элементов (*a*) и схемы, поясняющие работу рабочих секторов коронки при их перемещении навстречу (*б*) и в направлении восстания (*в*) слойков анизотропной породы

Угол наклона α по отношению к продольной оси корпуса коронки выполняется равным

$$\alpha = \operatorname{arctg} \frac{h}{L},$$

где *h* – заданная величина перемещения рабочего сектора в направлении продольной оси корпуса коронки; *L* – заданная величина перемещения рабочего сектора в направлении, противоположном направлению вращения коронки.

Предложенная коронка работает следующим образом.

При разрушении анизотропной породы алмазные резцы испытывают различное сопротивление ее со стороны, что и предопределяет неравномерность разрушения забоя.

При работе алмазной буровой коронки на забое резцы коронки взаимодействуют с анизотропной породой, встречая слойки под разными углами. Если резец перемещается навстречу восстания слоев (рис. 3.3, а), сопротивление резаниюиспытывает при ЭТОМ максимальное то скалыванию передней гранью, так как равнодействующая R сил разрушения: *P* (осевая нагрузка на резец) и *F*<sub>p</sub> (усилие резания-скалывания) направлена вдоль слоев - направления, относительно которого у анизотропной породы отмечаются максимальные твердость и упругость (рис. 3.3, а). В результате повышенного сопротивления со стороны породы глубина внедрения алмазного резца и глубина борозды разрушения  $h_1$ уменьшаются, что гарантирует уменьшение площади скалывания породы передней гранью резца и соответственное снижение сопротивления породы разрушению.

В то же время другие резцы коронки разрушают анизотропную породу передней гранью вдоль плоскостей слоев и сланцеватости, а усилие R направлено в породу по линии минимальной твердости и упругости. В этом случае глубина борозды разрушения  $h_2$  будет более глубокой (рис. 3.3,  $\delta$ ).

Для выравнивания глубины поражения анизотропной породы во всех точках забоя в предлагаемой коронке предусмотрено использование опорных торцевых 5 и боковых 4 поверхностей сопряжения рабочих секторов 6 и направляющей 3 в корпусе, выполненных с наклоном на угол  $\alpha$ . При этом наклон возрастает в направлении вращения коронки. Когда рабочий сектор 6 коронки оказывается в положении резца (рис. 3.3, *a*), т. е. перемещается навстречу восстания слоев породы, он, испытывая повышенное сопротивление породы, смещается в направлении приложения данного усилия (против направления вращения коронки) на расстояние

$$L = \frac{NF_R^1}{C},$$

где N – число резцов на торце подвижного сектора;  $F_R^1$  – сопротивление резанию-скалыванию породы при перемещении резцов навстречу слоев породы (рис. 3.3, *a*); *C* – жесткость упругого элемента 2 (рис. 5.7).

В результате, благодаря наклону опорных сопрягаемых поверхностей рабочего сектора алмазной коронки и корпуса, происходит заглубление резцов в породу на дополнительную глубину, которую можно оценить по зависимости

$$\Delta h = \operatorname{ctg} \alpha L.$$

При этом дополнительное заглубление резцов на величину  $\Delta h$  сопровождается дополнительным к P осевым усилием

$$\Delta P = NF_R^1 \operatorname{ctg} \alpha$$
.

В результате осевая нагрузка на рабочий сектор при его перемещении навстречу слоям породы (рис. 3.3, *a*) возрастает:

$$P_{\rm oc} = P + NF_R^1 \operatorname{ctg} \alpha$$
.

Таким образом, вследствие роста осевой нагрузки при увеличении сопротивления породы разрушению глубина поражения забоя не уменьшится, так как за счет роста осевой силы возрастает и контактное давление на породу, что гарантирует более объемное её разрушение.

При перемещении рабочего сектора из положения резца, работающего навстречу слоям породы (рис. 3.3, a и 5.7,  $\delta$ ), в положение резца, работающего в направлении падения слоев (рис.3.3,  $\delta$  и рис. 5.7,  $\epsilon$ ), сопротивление со стороны породы снижается, и потому рабочий сектор под действием усилия упругого элемента 2 переместится назад, уменьшив дополнительный выпуск алмазных резцов и снизив контактное давление на породу.

В результате забой скважины разрушается более равномерно и снижается влияние факторов, вызывающих искривление скважин, а именно снижается величина дестабилизирующего усилия  $\Delta T$  (см. зависимость (3.8)).

Фиксаторы рабочих секторов 3 ограничивают смещение последних в пределах заданной величины *L* с учетом жесткости упругого элемента 3. Наличие фиксаторов 3 за каждым рабочим сектором определяет независимое заданное смещение каждого рабочего сектора 6 и таким образом реализуется заданная схема работы секторов и коронки при разрушении анизотропной горной породы.

## Пример расчета

Величина перемещения рабочего сектора *L* задается исходя из жесткости упругого элемента 3 и расстояния, на котором может деформироваться упругий элемент 3, – расстояния до фиксатора 3. Реальными значениями *L* для коронок диаметром 59 и 76 мм являются 2–4 мм.

Глубина борозды для алмазного резца составляет значение не более  $(0,08-0,1) d_a$ , где  $d_a$  – диаметр алмазного резца коронки.

Диаметр алмазных резцов,  $d_{a}$ , мм Параметр 0,5 1,0 2,0 3,0 4,0  $h_0 = 0.08 d_a$ 0,04 0.08 0,24 0,32 0,16 0,032 0,004  $h = 10 \% h_{\tilde{0}}$ 0,008 0,016 0,024 89°55′ 89°50′ 89°40′ 89°30′ 89°20′  $\alpha$  при L = 3 мм 89°55′ 89°45′  $\alpha$  при L = 2 мм 89°30′ 89°20′ 89°05′  $h = 30 \% h_{\rm f}$ 0,072 0,012 0,024 0,048 0,096 89°45′ 89°30′ 89°05′  $\alpha$  при L = 3 мм 88°30′ 88°20′  $\alpha$  при L = 2 мм 89°40′ 89°20′ 88°20′ 88°00′ 87°15′

Расчетные данные параметров коронки

Таблица 5.1

В табл. 5.1 приведены расчетные значения угла  $\alpha$  для условий, при которых L = 2-3 мм, а величина h задана в пределах 10 и 30 % от средней глубины борозды разрушения  $h_{6}$ .

Как следует из расчета, угол  $\alpha$  для мелкорезцовых коронок больше, чем для крупнорезцовых, и определяется неравномерностью разрушения: чем выше величина h – неравенство глубины поражения забоя в разных точках, тем больше должен быть угол  $\alpha$ , который впрочем не превышает в основном величины одного градуса.

В то же время следует отметить, что при любом заданном значении угла α предлагаемая коронка обеспечивает саморегулирование значений *h* и *L* в зависимости от величины сопротивления породы резанию-скалыванию.

Одно из направлений работ по совершенствованию буровых инструментов связано с созданием матрицы коронок для ССК, которая могла бы обеспечить минимальную интенсивность искривления за счет невысоких (до 6 кН) осевых нагрузок на коронку. Второе направление совершенствования состоит в снижении шарнирного эффекта в резьбовых соединениях колонкового набора и набора с коронкой в результате применения специальных двухупорных резьб [21], в настоящее время реализованных в резьбовых соединениях ССК зарубежных компаний. Снижение необходимых осевых нагрузок на коронку без уменьшения удельных контактных напряжений под резцами может решаться путем сокращения площади торца коронок или разработкой оригинальных конструкций матриц коронок (схема размещения и крупность алмазов, состав матрицы).

В России и за рубежом бурение одинарными колонковыми наборами производится коронками с тонкостенными матрицами. Для ССК требуется создание нового типа колонковых наборов и бурильных труб. Специалисты компании *Diamant Boart* разработали новый тип ССК, получивший широкое распространение во многих странах [21]. При бурении ССК этого типа, например, используются коронки диаметром 59,6 мм с толщиной матрицы 8 мм. Коронки армируются природными алмазами. Проходка на одну коронку достигает 100–120 м, механическая скорость бурения 5,5–8,0 м/ч, коммерческая – до 1000 м на станок в месяц и более. Как показал опыт работы, бурение скважин новым комплексом ССК при высоких частотах вращения колонны (1100–1400 мин-1) обеспечивает снижение интенсивности зенитного искривления до 1–3° на 100 м.

Другим возможным решением, позволяющим использовать коронки с уменьшенной площадью торца без изменения конструкции снаряда ССК, является применение коронки с эллиптической кольцевой формой пилота (а.с. № 1231201). При этом большая ось эллипса по наружному контуру равна диаметру формируемого ствола скважины, а малая ось по внутреннему отверстию – диаметру керна (рис. 5.8, *a*). Эллиптическая форма пилота позволяет создавать коронки со сколь угодно малой площадью торца без изменения конструкции набора и труб, так как при этом формируется керн стандартного прежнего диаметра.



Рис. 5.8. Торцевые формы эллиптической коронки (*a*) и коронки с наружными и внутренними секторами матрицы (*б*)



Рис. 5.9. Варианты исполнения коронки с наружным и внутренним сектором матрицы:  $a - \beta_1 > \beta_2$ ;  $\alpha_1 = \alpha_2$ ;  $\delta - \beta_1 = \beta_2 > \alpha_1 = \alpha_2$ 

Аналогичным свойством обладает коронка с матрицей, секторы которой разделены на наружные и внутренние. Размерами (c, d,  $\alpha_1$ ,  $\alpha_2$ ,  $\beta_1$ ,  $\beta_2$ ) секторов можно варьировать и создавать коронки теоретически со сколь угодно малой площадью торца без изменения наружного и внутреннего диаметра (патент РФ № 49085), рис. 5.8,  $\delta$  и рис. 5.9, a,  $\delta$ . Проточки по наружному и внутреннему контуру корпуса коронки могут использоваться для удаления кусочков разрушенной породы, создания различных устройств гидродинамического воздействия на забой и интенсификации удаления продуктов разрушения с забоя.

## 5.2. Влияние термомеханической составляющей на процесс разрушения анизотропной горной породы

В соответствии с оценками специалистов наиболее рациональным и перспективным способом повышения эффективности разрушения твердых горных пород может быть комбинирование механического разрушения резанием и скалыванием с термическим или электротермическим. В данном случае интенсификация разрушения достигается за счет нагрева твердой породы до состояния, при котором в поверхностном слое она размягчается, теряет свою первоначальную твердость и может разрушаться резанием. Предварительные исследования показали, что скорость бурения может возрасти в 2–100 раз в сравнении с механическим бурением [26]. Влияние термомеханического разрушения на искривление скважин можно рассматривать, учитывая законы распространения в анизотропной породе поля температуры и поля механических напряжений (рис. 5.10).

При тепловом воздействии на горную породу с целью её разупрочнения или плавления важным становится коэффициент теплопроводности, который определяется по известной зависимости:

$$\lambda_{\phi} = \frac{1}{3} c v \rho L_{\phi},$$

где c – удельная теплоемкость; v – скорость фотонов, равная скорости распространения упругих колебаний в породе;  $\rho$  – плотность породы;  $L_{\phi}$  – средняя длина свободного пробега фотонов.

В слоистых породах наблюдается бо́льшая теплопроводность вдоль слоистости  $\lambda_{II}$ , чем перпендикулярно  $\lambda_{\perp}$ . Коэффициент анизотропии теплопроводности слоистых пород в среднем составляет 1,1–1,5.

При этом следует отметить, что по оценкам таких специалистов, как Ю. Л. Боярко, В. Д. Ларионов и В. В. Кривошеев [15], анизотропия по теплопроводности связана с анизотропией по упругости горных пород соотношением

$$\frac{E_{\rm II}}{E_{\perp}} = \left(\frac{\lambda_{\rm II}}{\lambda_{\perp}}\right)^2.$$

Данная зависимость показывает, что анизотропия механических свойств, таких как упругость, более выражена в сравнении с анизотропией теплопроводящих свойств горных пород.

Причины более активного распространения тепла через слоистые или сланцеватые породы в направлении слоистости предопределены их строением. Слоистая горная порода включает более плотные слоипластины, между которыми располагается менее плотный материал, характеризующийся повышенной пористостью и меньшей плотностью. При распространении тепловой энергии менее плотный и пористый материал, отличающийся температурно-изоляционными свойствами, пропускает тепло ограниченно, а плотные слои-пластины становятся активными проводниками тепловой энергии. В результате распространение тепловой энергии происходит более активно не перпендикулярно слоистости, а вдоль неё.

Большое значение имеет также анизотропия теплопроводности за счет ориентации порового пространства, соответствующая, как правило, внешней анизотропии кристаллов, т. е. это пористость, ориентированная в направлении слоистости, сланцеватости, флюидальности и др. [15].



Рис. 5.10. Схема для оценки влияния термомеханического бурения на искривление скважин в анизотропных породах

На рис. 3.7 приведена фотография забоя скважины пробуренной в анизотропного блоке туфодацита Приаргунского рудного поля (Забайкалье). Забой после бурения и распиловки блока пропитан керосином. Сплошной линией и штриховкой уточнен контур забоя, штриховой линией зона распространения керосина в породе. Форма области пропитывания керосина показывает преимущественное распространение пористости вдоль слоев породы.

Ориентировка пористости вдоль текстурных элементов породы определяет её повышенную деформируемость в направлении перпендикулярно слоистости, сланцеватости, а также степень неравномерности и асимметрию объемов деформации и скалывания.

Вследствие ориентированной пористости неравномерным будет и проникновение бурового раствора в горную породу, которое определяет некоторую закономерность, задающую асимметрию породоразрушающего действия бурового инструмента при бурении.

Величина пористости тесно связана с вещественным составом горных пород, размерами, формой и упаковкой зёрен породы. В осадочных породах пористость может достигать 35 % объема, в вулканогенноосадочных (туфопесчаники, туффиты) и метаморфических – 5–20 %, магматических – не более 5 %.

Ориентированная в породе пористость ограничивает скорость прохождения упругих волн и тепла, как вдоль рыхлых слоев, так и перпендикулярно слоям горной породы, повышая, таким образом, возможность более активного прогревания и плавления породы в направлении распространения слоев породы.

## 5.3. Модели буровой коронки для снижения естественного искривления скважин за счет изменения рабочих секторов торцевой части

Для бурения скважин в твердых породах обычно применяются различные типы алмазных коронок с кольцевой алмазосодержащей матрицей, разделенной на секторы промывочными пазами равных размеров. Указанная конструкция коронки выполняется с матрицей, которая имеет определенную в зависимости от твердости и абразивности горных пород твердость алмазосодержащих секторов и их насыщенность алмазами. Как твердость матрицы, так и насыщенность алмазами всех секторов матрицы коронки выполняются одинаковыми.

Недостатком коронок с равным размером секторов является их малая эффективность как средства, снижающего искривление скважин при бурении азизотропных горных пород. Причины искривления скважин при бурении анизотропных горных пород алмазным инструментом подробно изложены в гл. 1, 2 и 3. В результате действия дестабилизирующих силовых факторов, таких как опрокидывающий момент  $M_{on}$  и дестабилизирующее усилие  $\Delta T$ , буровая коронка в процессе разрушения анизотропных горных пород находится в состоянии перекоса и стремится реализовать вращение вокруг своей оси. Подобный вид движения коронки приводит к максимально возможному искривлению скважины, отклонению ствола скважины ны от проектного направления.

Для устранения факторов, вызывающих искривление ствола скважины, могут использоваться нестандартные асимметричные формы торцевой части бурового инструмента. В качестве таковых известно применение алмазных коронок, конструкции которых защищены авторскими свидетельствами СССР №1620590, 1681598 и 1752915. Первая из них разработана в Томском политехническом университете В. В. Кривошеевым (рис. 3.6) и получила название базированной коронки. Её разработка основывается на теории сверления глубоких отверстий Н. Д. Троицкого [15].

Коронка в соответствии с авторским свидетельством №1681598 [11] (рис. 5.11) имеет цилиндрический корпус с резьбой и матрицу, насыщенную объемными и подрезными алмазами и разделенную на секторы 1 промывочными каналами 2. Причем один промывочный канал выполнен более широким (α<sub>c</sub>) в сравнении с остальными, что обеспечивает наличие эксцентриситета торца матрицы. Для достижения эффекта от применения данного технического решения угол α<sub>c</sub> должен достигать значения 60–90°.

В данной коронке при компоновке бурового снаряда в соответствии с авторским свидетельством № 2078193 для сохранения её ре-



Рис. 5.11. Алмазная коронка с широким промывочным каналом: 1 – алмазосодержащие секторы; 2 – промывочные каналы стандартной ширины (узкие); α<sub>c</sub> – угол, определяющий ширину широкого промывочного канала

сурса предложено увеличить насыщенность алмазами примыкающих к широкому пазу секторов матрицы на 25 %.

Недостатком коронки, выполненной в соответствии с авторскими свидетельствами № 1681598, является нестабильность работы, так как наличие промывочного канала увеличенной ширины (90° центрального угла) приводит к перекосу коронки в направлении этого канала, что вызывает как перегрузку и неравномерный износ секторов, примыкающих к широкому промывочному каналу, так и повышенную деформацию колонковой трубы над коронкой. В результате снижается ресурс самой коронки и возрастает вероятность искривления ствола скважины.

При этом не учтено, что повышение ресурса нагруженных секторов матрицы можно получить не только за счет насыщенности алмазами, но и, безусловно, повышения твердости самой матрицы.

В СФУ разработана новая алмазная коронка, защищенная заявкой на полезную модель (патент № 148333), которая учитывает основные недостатки известных технических решений.



Рис. 5.12. Конструкция матрицы опытной алмазной коронки (КИТ) для бурения анизотропных горных пород: 1 – узкие промывочные каналы шириной *A*; 2 – широкие промывочные секторы шириной *B*; 3 – алмазо-содержащие секторы; 4 – более твердые алмазные секторы

Матрица предлагаемой опытной коронки (рис. 5.12) состоит из узких 1 и широких 2 промывочных каналов и алмазосодержащих секторов 3 и 4 равного размера. Промывочные каналы 1 выполнены одного стандартного размера (шириной *A*), являются более узкими, а промывочные каналы 2 выполнены более широкими (шириной *B*), чем промывочные каналы 1. Ширина промывочных каналов 2 может быть различна в разных моделях коронки, но неизменно большей, чем ширина промывочных каналов 1. При этом каналы 2 расположены в матрице коронки таким образом, что обеспечивается эксцентриситет торца матрицы, а это достигается тем, что число секторов 3 и 4 по обе стороны от промывочных каналов 2 различно, например с одной стороны от широких промывочных каналов 2 секторов 3 восемь, а с другой – секторов 4 всего два. При этом алмазосодержащие секторы 4 имеют более высокую твердость, чем секторы 3, причем твердость секторов 4 определяется соотношением  $S_6/S_{\rm M}$ , где  $S_6$  – площадь алмазосодержащих секторов 3 на половине торца коронки с узкими промывочными каналами 1, а  $S_{\rm M}$  – площадь алмазосодержащих секторов 4 на половине торца коронки с широкими промывочными каналами 2.

Опытная коронка с измененной формой торца (КИТ) работает следующим образом.

При бурении, когда алмазная коронка воспринимает действие осевого усилия, алмазы секторов матрицы 3 и 4 внедряются в горную породу. Поскольку в матрице имеется два широких промывочных канала 2, расположенных с одной стороны от торца матрицы, то он имеет смещенный центр тяжести, что приводит к более значительному нагружению при действии осевого усилия на коронку секторов 4 в сравнении с секторами 3. При этом секторы 4 исключают перекос коронки до тех пор, пока секторы 4 не получат опережающего в сравнении с секторами 3 износа. Именно с этой целью секторы 4 следует изготавливать более твердыми. Наличие же эксцентриситета торца матрицы обеспечивает то, что при вращении коронки в процессе бурения задается и её вращение вокруг оси скважины и исключается режим вращения с ориентированным перекосом коронки, при котором может происходить максимальное искривление ствола скважины [9].

Ориентированный перекос торца коронки, вызванный изгибом колонкового снаряда и действием дестабилизирующих сил и моментов сил, исключается при бурении предлагаемой коронкой следующим образом.

Торец коронки (рис. 5.13) можно разделить на две части вдоль осевой линии *О-О*. Одна половина торца оснащена узкими стандартными промывочными каналами 1, которыми разделены секторы 3. Поскольку алмазы в секторах 3 распределены равномерно, то при бурении, когда на коронку оказывает действие осевое усилие и она вращается слева направо, равнодействующую  $F_1$  единичных сил резания-скалывания породы этой частью торца можно поместить в виде вектора в центре тяжести половины кольца матрицы. Равнодействующая сил резания-скалывания породы на второй половине торца коронки  $F_2$  также может быть направлена из центра тяжести этой измененной половины торца. При этом очевидно, что  $F_1 > F_2$ , поскольку за счет наличия двух широких промывочных каналов 2 число алмазных резцов на этой половине торца коронки существенно меньше, чем на противоположной. В результате разность усилий резания приведет к появлению равнодействующей  $F = F_1 - F_2$ . Усилие F на схеме (рис. 5.13) будет располагаться в центре тяжести торца коронки и ориентировано в сторону большей силы  $F_1$ . Центр тяжести торца коронки при вращении инструмента при бурении является мгновенным центром вращения, что задает некоторые особенности динамики бурового инструмента, существенно влияющие на процесс формирования ствола скважины, например вследствие прижатия коронки к стенке скважины возможны фрезерование стенки и керна и, соответственно, локальный износ самой коронки.

Величину усилия *F* можно связать с коэффициентом сопротивления породы разрушению алмазными резцами µ<sub>к</sub> [19].

Коэффициент сопротивления µк определяется по формуле

$$\mu_{\kappa} = \frac{\pi \left(h + 0, 25\sqrt{dh}\right)^2 n_{\rm p}}{2tg\gamma_{\rm c\kappa}P_{\rm oc}} \sigma_{\rm c\kappa} + f, \qquad (5.2)$$

где h – глубина внедрения в породу алмазного резца, м; d – диаметр алмазного резца, м;  $n_p$  – число активно работающих резцов;  $\gamma_{c\kappa}$  – угол скалывания породы перед передней гранью резца, град;  $P_{oc}$  – осевая нагрузка, даН;  $\sigma_{c\kappa}$  – предел прочности на скалывание породы, Па; f – коэффициент трения резцов коронки о забой.



Рис. 5.13. Схема торца опытной коронки с распределением усилий резания-скалывания породы: *X*, *x*<sub>1</sub>, *x*<sub>2</sub> – расстояния от центральной оси *O*-*O* до центров тяжести торца матрицы и половинок торца матрицы; *F*, *F*<sub>1</sub>, *F*<sub>2</sub> – усилия резания-скалывания породы: результирующее и соответственно для частей торца матрицы по обе стороны от центральной оси *O*-*O* 

Усилие резания-скалывания породы всеми резцами коронки при бурении будет определяться формулой

$$F_{\rm p} = \mu_{\rm \kappa} P_{\rm oc}. \tag{5.3}$$

Таким образом, усилие F, вызванное дисбалансом торца опытной коронки при условии равномерного распределения алмазных резцов во всех секторах матрицы с учетом геометрических размеров торца, может определяться зависимостью

$$F = \frac{\pi \left(h + 0, 25\sqrt{dh}\right)^2 \sigma_{c\kappa} S_{T}}{2tg\gamma_{c\kappa}} \left(\frac{n_{\delta}}{S_{\delta}} - \frac{n_{M}}{S_{M}}\right) + f \frac{P_{oc}}{S_{T}} \left(S_{\delta} - S_{M}\right), \quad (5.4)$$

где  $n_5$ ,  $n_{\rm M}$  – число алмазных резцов на половинах торцевой части матрицы, разделенных линией *O-O* без широких промывочных каналов и с широкими промывочными каналами соответственно (рис. 5.13);  $S_{\rm T}$  – общая площадь торца алмазной коронки,  ${\rm M}^2$ ;  $S_5$  – площадь алмазосодержащих секторов 3 на половине торца коронки с узкими промывочными пазами 1 (рис. 5.13);  $S_{\rm M}$  – площадь алмазосодержащих секторов 4 на половине торца коронки с широкими промывочными пазами 2 (рис. 5.13).

Коэффициент сопротивления  $\mu_{\kappa}$  является функцией интенсивности разрушения, которая характеризуется углублением за один оборот. При углублении, равном нулю, когда разрушения практически не происходит, а режущие элементы перемещаются по поверхности забоя, не внедряясь в породу, коэффициент сопротивления снижается до минимума и становится равным коэффициенту трения *f*.

Таким образом, коэффициент трения характеризует взаимодействие коронки (резца) с породой при отсутствии разрушения и по известным данным [29] находится в пределах 0,02–0,13.

Коэффициент сопротивления  $\mu_{\kappa}$ , по различным данным, изменяется в пределах 0,02–0,6 и наиболее часто при бурении алмазным инструментом соответствует интервалу величин 0,22–0,31 [29].

Коэффициент сопротивления  $\mu_{\kappa}$  пропорционален величине углубления инструмента в породу за оборот и механической скорости  $v_{M}$  бурения. Например, данные, приведенные в работе [29], свидетельствуют о наличии пропорциональной зависимости, которая выражается формулой

$$\mu_{\rm K} = 0,135 + 0,0285 \, v_{\rm M}.\tag{5.5}$$

При этом с увеличением частоты вращения коэффициент сопротивления  $\mu_{\kappa}$  может несколько уменьшается вследствие снижения глубины резания-скалывания породы резцами, а с повышением осевой нагрузки при

заглублении резцов – возрастать. Механическая скорость бурения может определяться как произведение углубления за один оборот коронки на забое  $h_{ob}$  и частоты вращения инструмента  $\omega$ :

$$v_{\rm M} = h_{\rm of} \omega$$
.

Таким образом, если при повышении частоты вращения происходит снижение углубления за один оборот коронки на забое, то скорость бурения, как правило, возрастает вследствие роста частоты вращения инструмента, что и приводит к росту коэффициента  $\mu_{\rm k}$  в соответствии с зависимостью (5.3). При этом рекомендуется с повышением частоты вращения  $\omega$  инструмента несколько увеличивать и осевую нагрузку на инструмент  $P_{\rm oc}$  для сохранения оптимального углубления резцов коронки за один оборот.

Наличие силы *F* приводит к тому, что коронка при бурении будет стремиться прижиматься к стенке скважины боковой стороной корпуса и матрицы по направлению действия этой силы. В результате коронка даже под влиянием дестабилизирующих ее вращение сил и моментов сил, вызванных неравномерным разрушением анизотропной горной породы [9], будет



Рис. 5.14. Компоновка для опытного бурения: 1 – коронка; 2 – наплавки для исследования места прижатия коронки к стенке скважины; 3 – расширитель; 4 – наплавки

стремиться вращаться вокруг оси скважины, сохраняя контакт со стенкой скважины боковой поверхностью матрицы.

Величина усилия F для определенной модели алмазной коронки будет зависеть от ширины промывочных каналов 2 (см. рис. 5.12). По мере увеличения их ширины B данное усилие будет возрастать. В этом случае будет повышаться и способность коронки к нейтрализации дестабилизирующих ее работу в анизотропных породах сил и моментов сил, вызванных неравномерным разрушением горной породы.

Для изучения особенностей механизма работы опытной коронки было проведено экспериментальное бурение на буровом стенде.

Экспериментальные исследования включали определение физико-механических свойств долерита и бурение его импрегнированной коронкой типоразмера NQ (76, 2 мм) с тонкой матрицей (8 мм) без изменения торцевой части (КНТ) и той же коронкой, но уже с измененным торцом матрицы (КИТ). Компоновка для опытного бурения с коронкой КНТ показана на рис. 5.14.

Бурение осуществлялось на стенде, который оборудован буровым станком СКБ-4 и буровым

насосом НБ-3. Буровой станок установлен на эстакаде высотой около 2 м. Под станком оборудован приямок для размещения блока горной породы размером 0,7×0,7×0,7 м и средств закрепления блока породы. Буровой станок оборудован киловаттметром для измерения мощности на бурение и прибором для измерения механической скорости бурения ИСБ. Перед проведением эксперимента показания дрилометра бурового станка тарировались лабораторным динамометром системы Токаря ДОС грузоподъемностью 50 кН.

Бурение горной породы осуществлено с применением в качестве промывочной жидкости воды и эмульсии (жидкое мыло концентрацией 0,12 %). В процессе бурения фиксировалось время интервала с помощью секундомера и параллельно велась фиксация механической скорости проходки прибором ИСБ. Наряду с механической скоростью бурения фиксировались затраты мощности на бурение при различных параметрах режима. Опытное бурение планировалось и выполнялось в соответствии с методикой полного факторного эксперимента (ПФЭ) [20]. В результате эксперимента были получены достоверные данные о механической скорости бурения, затратах мощности и энергоемкости бурения, углубления за один оборот коронки на забое, диаметре получаемого керна и точки прилегания коронки к стенке скважины при различных значениях осевого усилия и частоты вращения. Количество подаваемой буровой жидкости в пределах эксперимента оставалось неизменным – 40 л/мин.

Определение прочностных свойств горной породы. Твердость и иные свойства горных пород существенно зависят от влияния внешней среды. Для установления влияния внешней среды на твердость горной породы проведены эксперименты на приборе УМГП-3 в соответствии со стандартной методикой (ГОСТ 12288–66) [29].

При определении механических свойств горных пород применялись цилиндрические инденторы с плоским основанием диаметром 1,8 мм. Исследуемая порода – долерит (упругохрупкая). Использовались образцы в виде кубов со стороной 40 мм. Вдавливание инденторов производилось в трёх различных средах: воздух, вода, эмульсия (жидкое мыло концентрацией 0,12 %). Для создания различных сред при вдавливании индентора использовалось металлическое кольцо высотой 5 мм и диаметром 20 мм, которое герметично крепилось к испытываемому образцу. Кольцо перед испытанием заполнялось водой или эмульсией таким образом, чтобы при вдавливании индентора в зоне его контакта с породой присутствовала жидкость – вода или эмульсия.

Результаты экспериментальных работ приведены в табл. 5.2.

Эксперимент показал, что наибольшее влияние на изменение твердости и иных свойств долерита имеет эмульсия. Под влиянием эмульсии существенно понижаются твердость  $p_{\rm m}$ , коэффициент пластичности  $K_{\rm nn}$ , жесткость C, модуль упругости породы E, а также энергоёмкость разрушения  $A_s$ , но повышается условный предел текучести  $p_0$ .

Среда	Воздух	Вода	Эмульсия
<i>р</i> ш, МПа	3156	2831	2438
Кпл	1,5	1,4	1,2
С, даН/мм	6527,7	5373,8	4030,1
<i>Е</i> , МПа	36265	29855	22389
<i>p</i> <sub>o</sub> , МПа	2117	2374	2078
$A_s$ , да $H$ , мм/мм <sup>2</sup>	91,5	83,5	70,7

Экспериментальные зависимости свойств горных пород от воздействия среды

Экспериментальное исследование буримости долерита стандартной и опытной коронками выполнено в соответствии с планом полного факторного эксперимента [30] типа  $N = 2^k$ , где N – число достаточных для получения достоверных результатов опытов; k – число влияющих на отклик учитываемых факторов. В качестве откликов были замерены:

- механическая скорость бурения *v*<sub>м</sub>, м/ч;

– углубление за один оборот  $h_{\text{об}}$ , мм/об;

– энергоемкость бурения *N*/*v*<sub>м</sub>, кВт ч/м;

– мощность на бурение *N*, кВт;

– диаметр керна  $d_{\kappa}$ , мм;

– угол смещения точки контакта корпуса коронки со стенкой скважины Δ, град.

В качестве влияющих на процесс бурения факторов приняты осевая нагрузка  $P_{oc}$ , = 1000 и 1400 даН и частота вращения  $\omega$  = 435 и 710 мин<sup>-1</sup>. Таким образом, число достаточных опытов N в пределах каждого эксперимента равнялось четырем. Сочетания выбранных параметров позволили устанавливать четыре режима бурения: режим 1 ( $\omega$  = 435, мин<sup>-1</sup>;  $P_{oc}$  = 1000 даН); режим 2 ( $\omega$  = 435, мин<sup>-1</sup>;  $P_{oc}$  = 1400 даН); режим 3 ( $\omega$  = 710, мин<sup>-1</sup>;  $P_{oc}$  = 1000 даН); режим 4 ( $\omega$  = 710, мин<sup>-1</sup>;  $P_{oc}$  = 1400 даН). Таким образом, в соответствии с методикой ПФЭ использованы четыре варианта сочетания параметров, для которых получены соответствующие значения вышеуказанных откликов.

В результате обработки данных определены следующие эмпирические модели, отражающие основные аспекты процесса бурения долерита стандартной коронкой КНТ с применением в качестве очистного агента воды:

$$v_{\rm M} = 11,08 + 1,36 P_{\rm oc} + 2,54 \omega + 0,32 P_{\rm oc} \omega;$$
  
$$h_{\rm of} = 0,32 + 0,04 P_{\rm oc} - 0,004 \omega - 0,0002 P_{\rm oc} \omega;$$
  
$$N/v_{\rm M} = 1,02 - 0,025 P_{\rm oc} - 0,13 \omega - 0,01 P_{\rm oc} \omega,$$

где *P*<sub>oc</sub>, ω – значения параметров режима бурения (факторов) в закодированном выражении (-1 – для минимальных, +1 – для максимальных значе-

ний параметров факторов –  $P_{oc}$  и  $\omega$  в установленных планом эксперимента значениях).

При бурении коронкой КНТ с применением эмульсии получены несколько иные модели:

$$v_{\rm M} = 11,6 + 1,99 P_{\rm oc} + 2,5 \omega + 0,57 P_{\rm oc} \omega;$$
  
$$h_{\rm o6} = 0,34 + 0,057 P_{\rm oc} - 0,009 \omega - 0,0003 P_{\rm oc} \omega;$$
  
$$N/v_{\rm M} = 1,0 - 0,0635 P_{\rm oc} - 0,0735 \omega - 0,012 P_{\rm oc} \omega.$$

Анализ полученных данных показал, что достигается очень высокая механическая скорость бурения коронкой КНТ (более 15 м/ч), которая возрастает с применением эмульсии. На формирование скорости бурения оказывает более высокое влияние частота вращения, что вполне характерно для бурения алмазным буровым инструментом. Соответственно, достига-

ется высокое углубление инструмента за один оборот, которое выше при бурении с применением эмульсии. Повышение осевой нагрузки приводит к росту углубления за один оборот, а рост частоты вращения без повышения осевой нагрузки – к снижению углубления за оборот коронки на забое. В целом процесс характеризуется объемным разрушением породы на всем интервале применяемых параметров режима бурения. Модель энергоемкости разрушения показывает, что с повышением параметров режима бурения достигается столь высокая механическая скорость, при которой энергоемкость бурения снижается, достигая минимальных значений именно при максимальных параметрах режима бурения.

После проведения эксперимента с коронкой КНТ у неё было удалено два рабочих алмазосодержащих сектора (рис. 5.15) и осуществлено бурение долерита при использовании тех же параметров



Рис. 5.15. Опытная коронка КИТ: 1 – широкие промывочные каналы, полученные путем удаления двух алмазосодержащих секторов

режима. В результате получены следующие эмпирические модели при использовании в качестве очистного агента воды:

$$v_{\rm M} = 12,08 + 2,12 P_{\rm oc} + 2,49 \omega + 0,45 P_{\rm oc} \omega;$$
  
$$h_{\rm o6} = 0,355 + 0,062 P_{\rm oc} - 0,013 \omega - 0,002 P_{\rm oc} \omega;$$
  
$$N/v_{\rm M} = 1,0 - 0,083 P_{\rm oc} - 0,1 \omega + 0,012 P_{\rm oc} \omega.$$

При бурении с применением эмульсии получены иные модели:

$$v_{\rm M} = 12,32 + 2,48 P_{\rm oc} + 2,54 \omega + 0,66 P_{\rm oc} \omega;$$
  
$$h_{\rm o6} = 0,36 + 0,072 P_{\rm oc} - 0,013 \omega - 0,0021 P_{\rm oc} \omega;$$
  
$$N/v_{\rm M} = 1,0 - 0,078 P_{\rm oc} - 0,103 \omega + 0,003 P_{\rm oc} \omega.$$

В целом характер работы алмазной коронки после удаления секторов 1 (рис. 5.15) не изменился. Механическая скорость бурения увеличилась, повысилось углубление за один оборот коронки на забое, энергоемкость изменилась незначительно, что соответствует условиям бурения, которые не приведут к снижению ресурса бурового инструмента. В то же время результаты эксперимента указывают на то, что затраты мощности на бурение опытной коронкой несколько возросли. Действительно, если сравнить показания киловаттметра по измерению затрат мощности на бурение и обработать эти данные в соответствии с методикой полного факторного эксперимента, то можно получить следующие модели бурения долерита коронкой КНТ (неизмененная форма торца) для условий бурения:

с водой  $N = 10,9 + 0,025 P_{oc} + 1,125 \omega - 0,025 P_{oc} \omega$ ,

эмульсией  $N = 11,15 + 1,18 P_{oc} + 1,58 \omega + 0,125 P_{oc} \omega$ .

Для коронки с измененной формой торца (КИТ) аналогичные модели имеют следующий вид:

$$N = 11,73 + 1,125 P_{oc} + 1,275 \omega + 0,175 P_{oc} \omega;$$
$$N = 12,0 + 1,5 P_{oc} + 1,25 \omega + 0,25 P_{oc} \omega.$$

Первое из приведенных выше уравнений получено по данным бурения с применением в качестве очистного агента воды, второе – эмульсии.

Из уравнений в соответствии со значениями коэффициентов при факторах  $P_{oc}$  и  $\omega$  следует, что при бурении коронкой КНТ с применением воды основное влияние на затраты мощности оказывает частота вращения, но при бурении с применением эмульсии различие между влиянием осевого усилия и частоты вращения сглаживается, хотя по-прежнему преобладает влияние частоты вращения. Последнее связано с тем, что применение эмульсии снижает твердость забоя скважины, и роль осевого усилия при разрушении долерита возрастает. При этом выше энергоемкость бурения при использовании эмульсии (в среднем на 2,2 %).

Бурение опытной коронкой КИТ показало рост энергоемкости на бурение в сравнении с коронкой КНТ в среднем на 7,6 % как при бурении с водой, так и эмульсией. Переход же с воды на эмульсию увеличил энергоемкость на 2,3 %, что аналогично такому же показателю для коронки КНТ. При этом данные эксперимента показали, что различие в затратах мощности  $\Delta N$  на бурение стандартной и опытной коронками возрастает с повышением как осевого усилия, так и частоты вращения. По имеющимся данным получены модели влияния основных факторов – осевого усилия и частоты вращения – на повышение разности затрат мощности ( $\Delta N$ ) при бурении коронкой КИТ в сравнении с бурением коронкой КНТ. При бурении с водой уравнение имеет следующий вид:

$$\Delta N = 0.85 + 0.1 P_{\rm oc} + 0.15 \omega + 0.2 P_{\rm oc} \omega.$$

При бурении с эмульсией уравнение выглядит существенно иначе:

$$\Delta N = 0.68 + 0.33 P_{oc} - 0.325 \omega + 0.125 P_{oc} \omega;$$

Анализ моделей показывает, что если в первом случае разность затрат мощности при бурении коронкой КИТ в сравнении с бурением коронкой КНТ связана как с влиянием осевого усилия и частоты вращения при опережающем влиянии именно второго фактора, то при бурении с эмульсией основной рост вызван именно влиянием осевой нагрузки, а рост частоты вращения приводит к противоположному действию – затраты мощности на бурение под влиянием растущей частоты вращения стали снижаться. Данный результат можно объяснить только снижением твердости забоя и повышенным внедрением резцов в породу, что проявилось в более значительной роли осевого усилия и снижении сил трения коронки о забой и стенку скважины. В результате видимо изменился режим работы коронки и силы ее прижатия к стенке скважины.

Исследование износа керна, полученного при бурении коронками КНТ и КИТ, показало следующее:

– керн, полученный при бурении стандартной коронкой и использовании воды имеет диаметр 61,25 мм, при бурении с эмульсией – 61,4 мм;

– керн, полученный при бурении опытной коронкой и использовании воды имеет диаметр 60,0 мм, при бурении с эмульсией – 61,25 мм.

Таким образом, отмечено снижение диаметра керна при бурении опытной коронкой, что указывает на режим бокового фрезерования керна. Очевидно, что некоторое расширение получил и ствол скважины при бурении коронкой КИТ.

Построение эмпирической модели с учетом влияния факторов позволило определить уровень влияния осевого усилия и частоты вращения коронки на диаметр керна:

$$d_{\rm K} = 61,025 - 0,025 P_{\rm oc} - 0,05 \omega.$$

В данном случае отмечается более существенное влияние на уменьшение диаметра керна (на фрезерующую способность коронки) и частоты вращения (в 2 раза), что предопределено более значительным влиянием этого фактора на коэффициент сопротивления резанию-скалыванию породы  $\mu_{\kappa}$ и, соответственно, дисбалансную силу *F* (формула (3.3)).



б



Рис. 5.16. Пятна контакта корпуса буровой коронки со стенкой скважины при бурении в условиях эксперимента: *а* – режим бурения 1; *б* – режим 2; *в* – режим 3, *г* – режим 4; стрелкой показано направление вращения коронки

С целью уточнения механизма работы алмазной коронки типа КИТ проведены наблюдения износа боковой наружной поверхности коронки. В данном случае ставилась задача определить место контакта боковой поверхности и матрицы коронки со стенкой скважины и изменение точки контакта при корректировке параметров режима бурения. Для решения поставленной задачи на корпусе коронки были сделаны 8 наплавок методом сварки размером примерно 1,5×1,5 см (см. рис. 5.14, позиция 2 и рис. 5.16). Наплавки выступали за пределы корпуса коронки на величину, не большую чем радиальный зазор (половина диаметров матрицы и корпуса коронки). Пятно контакта буровой коронки со стенкой скважины можно выявить по максимальному значению износа наплавок.

Результаты измерений толщины каждой наплавки прибором БВ-2027 указаны в табл. 5.3.

Таблица 5.3

Наплавки	Иохолиций	Режим 1	Режим 2	Режим 3	Режим 4
на корпусе	псходный	$(\omega = 435, \text{ MuH}^{-1};$	$(\omega = 435, \text{MuH}^{-1};$	$(\omega = 710, \text{мин}^{-1};$	$(\omega = 710, \text{мин}^{-1};$
коронки	размер, мм	<i>P</i> <sub>oc</sub> =1000 даН)	<i>P</i> <sub>oc</sub> =1400 даН)	<i>P</i> <sub>oc</sub> =1000 даН)	<i>P</i> <sub>oc</sub> =1400 даН)
1	0,773	0,631	0,537	0,521	0,498
2	0,701	0,628	0,597	0,564	0,532
3	0,532	0,5	0,456	0,452	0,429
4	0,582	0,543	0,54	0,506	0,456
5	0,432	0,43	0,427	0,423	0,403
6	0,547	0,517	0,497	0,488	0,387
7	0,863	0,82	0,748	0,614	0,503
8	0,698	0,614	0,497	0,389	0,351

Результаты измерений высоты наплавок на корпус коронки КИТ

Величина износа наплавок на буровой коронке на каждом этапе экспериментальных исследований представлена в табл. 5.4. Максимальные значения износа наплавок на корпусе коронки выделены жирным шрифтом. Анализ результатов экспериментов показал, что место контакта матрицы и корпуса коронки КИТ со стенкой скважины наблюдается со стороны удаленных секторов матрицы. При этом если при минимальных значениях осевого усилия и частоты вращения (режим 1) точка прилегания коронки совпадает с наплавкой (контрольная точка) 1, то по мере повышения частоты вращения и осевого усилия точка контакта перемещается по направлению вращения коронки от наплавки 1 к наплавке 8 и далее к наплавке 7 и 6 (см. рис. 5.16 и 5.17).

Обработка данных эксперимента по изучению влияния параметров режима бурения на миграцию точки контакта осуществлена с использованием полного факторного эксперимента, аналогичного при исследовании буримости долерита базовой и опытной коронкой. В качестве отклика принят угол смещения пятна контакта  $\Delta$ . За начало отсчета угла  $\Delta$  принято

положение наплавки 2, которое совпадает с краем первого по направлению вращения широкого промывочного канала. Влияющими на угол  $\Delta$  факторами остались действующие в условиях эксперимента осевая нагрузка  $P_{oc}$  и частота вращения  $\omega$ . В результате обработки данных получена модель зависимости угла смещения контакта матрицы и корпуса коронки от параметров режима бурения.

Таблица 5.4

Номер	Величина износа наплавок на корпусе коронки, мм				
наплавки	Режим 1	Режим 2	Режим 3	Режим 4	
на корпусе	$(\omega = 435, \text{ MuH}^{-1};$	$(\omega = 435, \text{ мин}^{-1};$	$(\omega = 710, \text{мин}^{-1};$	$(\omega = 710, \text{мин}^{-1};$	
коронки	<i>P</i> <sub>oc</sub> = 1000 даН)	<i>P</i> <sub>oc</sub> = 1400 даН)	<i>P</i> <sub>oc</sub> = 1000 даН)	<i>P</i> <sub>oc</sub> = 1400 даН)	
1	0,142	0,094	0,016	0,02	
2	0,073	0,031	0,033	0,003	
3	0,032	0,044	0,004	0,023	
4	0,039	0,003	0,105	0,025	
5	0,002	0,003	0,004	0,002	
6	0,03	0,02	0,009	0,101	
7	0,043	0,072	0,134	0,111	
8	0,084	0,117	0,108	0,038	

Величина износа наплавок на корпусе коронки КИТ

Полученная модель имеет следующий вид:

$$\Delta = 81,5 + 13,5 P_{\rm oc} + 28,5 \omega - 3,5 P_{\rm oc} \omega.$$
(5.6)

Эмпирическая модель (5.6) указывает на то, что влияние частоты вращения на смещение пятна контакта более чем в два раза значительнее в сравнении с влиянием осевого усилия. При этом полученный результат полностью соответствует данным о влиянии параметров режима бурения на изнашивание керна и указывает прежде всего на повышение дисбаланса сил сопротивления резанию-скалыванию породы резцами буровой коронки КИТ, что приводит к повышению силы прижатия матрицы и корпуса коронки к стенке скважины и провороту коронки.

Работы показали, что опытная коронка и без усиления алмазосодержащих секторов 4 (рис. 5.12) показывает высокую работоспособность, а результаты испытаний позволяют выполнить дополнительные усовершенствования конструкции новой коронки. При этом выявлен механизм работы опытной коронки и в целом подтверждены результаты теоретического анализа.



Рис. 5.17. Торцевая часть опытной коронки КИТ: *1*, *2*, *6*, *7*, *8* – номера наплавок на корпусе коронки, получившие максимальный износ в процессе эксперимента; ω – направление вращения коронки при бурении

Производственные испытания макетов коронок КИТ производились на участке буровых работ золоторудного месторождения «Попутнинское» на производственно-технической базе ООО «Прикладная геология» в Мотыгинском районе Красноярского края на установке колонкового бурения УКБ-5П [33].

Коронки КИТ изготавливались из стандартных алмазных импрегнированных коронок типа *HERO* 7AA и *FORDIA XTREME HWL TX*69 с высотой матрицы 9 мм и диаметром 96 мм путем удаления двух алмазосодержащих секторов с образованием двух больших промывочных каналов (рис. 5.18). Наличие двух больших промывочных каналов обеспечивает появление эксцентриситета торца матрицы, что является необходимым условием для предотвращения перекоса торца коронки и бурения в режиме ориентированного изгиба.

Данными макетами было пробурено более 50 м скважин. Бурение производилось в типовой скважине на глубине 256 – 310 м.

В результате применения макетов коронок КИТ удалось снизить величину естественного искривления по зенитному углу в 3,2 раза. Высокая изменчивость азимутального угла на данных интервалах не позволяет, на наш взгляд, судить об общей закономерности его изменения. Механическая скорость бурения выросла на 20–25 %, что связано в первую очередь с равно пропорциональным уменьшением площади торца алмазосодержащих секторов коронки.



Рис. 5.18. Макет коронки с эксцентриситетом торца матрицы (КИТ): 1 – алмазосодержащие секторы; 2 – малый промывочный паз; 3 – место удаленных алмазосодержащих секторов с образованием больших промывочных каналов

В ходе производственных испытаний было выявлено изменение ресурса макета коронки КИТ, которое невозможно объяснить только уменьшением рабочей поверхности торца коронки при неизменных параметрах режима бурения [33]. В первую очередь это связано с нарушением гидравлического сопротивления истечению бурового раствора через промывочные каналы и скорости его протекания. Причиной этого стало появление в матрице коронки больших промывочных каналов, что привело к резкому уменьшению количества промывочной жидкости, проходящей через малые промывочные каналы.

Давление промывочной жидкости при прохождении промывочных каналов коронки КИТ в общем виде, исключив потери давления между соединениями бурильных труб и их стенками, можно выразить через известную формулу гидростатического давления:

$$P_{3}^{\text{BX}} = P_{\text{H}} + \rho q H - \Delta P, \qquad (5.7)$$

где  $P_{3}^{BX}$  – давление на забое на входе в промывочный канал;  $P_{H}$  – давление начальное (создаваемое буровым насосом);  $\rho$  – плотность промывочной

жидкости; *H* – высота столба жидкости;  $\Delta P$  – перепад давления при прохождении промывочных каналов коронки.

Значение  $\Delta P$  для коронок КИТ и стандартных коронок можно выразить через известную формулу расхода промывочной жидкости:

$$Q = kf_{\kappa} \sqrt{\frac{2\Delta P}{\rho}},$$
  
$$\Delta P = 0,5\rho \left(\frac{Q}{kf_{\kappa}}\right)^{2}$$
(5.8)

отсюда

где *Q* – расход промывочной жидкости; *k* – коэффициент расхода равный в наших условиях 0,82; *f*<sub>к</sub> – суммы площадей промывочных каналов.

Из формулы (5.8) следует, что перепад давления с увеличением общей площади промывочных каналов резко возрастает при наличии больших промывочных каналов. Из формулы (5.8) также становится ясно, что объем промывочной жидкости при прохождении через малые каналы в макетах коронок КИТ уменьшается на 41,5 %. В результате можно сделать

обоснованный вывод, что охлаждение внутренних граней алмазосодержащих секторов, прилегающих к малым промывочным каналам, резко уменьшается, что приводит к повышению их температуры и преждевременному износу.

Таким образом, для сохранения ресурса коронок КИТ необходимо сохранение равенства гидравлических сопротивлений при истечении бурового раствора через промывочные каналы путем изготовления коронок КИТ с промывочными каналами равной площади (рис. 5.19).

Поскольку при бурении коронки с несимметричной формой торцевой части матрицы активно прижимаются и фрезеруют стенку скважины во избежание износа коронки и снижения фрезерующей способности ее следует оснащать опорно-центрирующим пояском 2 на корпусе коронки.

По результатам производственных испытаний была подготовлена и передана техническая документация для изготовления опытной партии буровых коронок КИТ различной кон-



Рис. 5.19. Конструкция коронки КИТ: 1 – корпус; 2 – опорно-центрирующий поясок; 3 – малые алмазосодержащие секторы; 4 – стандартные алмазосодержащие секторы; 5 – промывочные каналы

струкции, созданных с учетом экспериментальных работ и испытаний на предприятии АО «Терекалмаз» по заказу ООО «Прикладная геология» для проведения нового этапа испытания опытных коронок с целью дальнейшего их использования. Предложены новые конструкции коронок КИТ, защищенные патентами на полезные модели № 148333, 160827, 161061.

## 5.4. Исследование механизма работы и выбор параметров буровых компоновок для бурения анизотропных горных пород

Бурение скважин в твердых и особенно анизотропных горных породах представляет из себя процесс со многими влияющими на производственный результат условиями и параметрами.

Для снижения искривления скважин, буримых в анизотропных горных породах, например, созданы различные методики и технические средства [15, 21, 28]. Но с точки зрения повышения эффективности бурения, особенно алмазного высокочастотного, данные разработки могут рассматриваться только как методы и средства вспомогательного характера, не влияющие непосредственно на рост производительности и ресурс бурового инструмента, повышение таких показателей, как выход керна и его качество. Исследования процесса алмазного бурения на стенде [5], многочисленные производственные данные подтверждают, что все основные показатели высокоэффективного бурения связаны с режимом работы бурильной колонны.

Современная технология алмазного бурения геолого-разведочных скважин в твердых породах предусматривает использование статически сбалансированных бурильных колонн с уменьшенными радиальными зазорами между колонной и стенкой скважины [5]. Особенно ярко эти свойства технологии бурения проявляются при использовании системы алмазного бурения со съемным керноприемником (ССК) зарубежных компаний Atlas Copco и Boart Longyear. Эти ССК отличаются высоким качеством изготовления бурильных и колонковых труб (относительно равная толщина стенок, высокопрочная сталь) и уровнем соосности резьбовых соединений, что позволяет характеризовать данные бурильные трубы и колонны, составленные из них, как высоко статически сбалансированные системы. Статическая сбалансированность колонн позволяет реализовать высокопроизводительное алмазное бурение на форсированных режимах, но часто лишь при проходке скважин в относительно благоприятных горногеологических условиях. При геологическом разрезе, в котором может происходить непредвиденное расширение ствола скважины, кавернообразование, искривление скважины в анизотропных и перемежающихся по

твердости горных породах, при наклонном положении ствола скважины и др. сложных моментах, эффективность применения высоко сбалансированных бурильных колонн может быть недостаточной, поскольку любые статически сбалансированные колонны оказываются динамически несбалансированными из-за высокой степени деформации под действием осевых и центробежных сил, что обеспечивает появление возмущающих равномерное вращение сил трения, и характер движения колонны становится вибрационным. Подобный режим работы колонны приводит к уменьшению эффективности бурения, поскольку она по мере снижения жесткости и повышения параметров режима бурения теряет свои качества канала передачи энергии и разрушающих усилий к забою скважины. Вследствие этого снижается механическая скорость бурения, повышается износ элементов колонны, растут затраты мощности на бурение, становится недостаточным выход керна, возрастает кривизна и снижается технологическая надежность регулирования направления и искривленности стволов скважин. В некоторой степени негативные проявления устраняются использованием различных смазывающих веществ, которые позволяют снизить силы трения в системе «колонна – скважина». Для снижения искривления скважин при бурении статически сбалансированными колоннами целесообразны центрированные колонковые наборы и иные компоновки [12, 22, 28, 38, 39, 45, 47–52].

Согласно экспериментальным данным [11] наиболее устойчивым видом движения статически сбалансированных колонн на форсированных режимах является обратная процессия (гипоциклическое движение колонны, заключающееся в ее качении по стенке скважины в обратную сторону от направления вращения колонны), с которой связаны все основные нежелательные влияния на ход и показатели бурения.

Решение проблемы повышения показателей буровых работ, связанных с работой колонны, состоит в подборе значений параметров (системы «колонна – скважины»), которые снижают вероятность возникновения обратной процессии. Однако вид движения деформированной буровой компоновки, который бы обеспечивал минимальность кривизны ствола при бурении анизотропных горных пород, – это вращение деформированной компоновки вокруг оси скважины (вид движения  $\Phi_1$ ) [5].

Один из путей решения проблемы эффективного бурения в сложных горно-геологических условиях – применение буровых компоновок со смещенным центром масс поперечного сечения (КСМ) [14, 15]. Среди этих разработок есть ряд запатентованных технических средств [21, 28, 47].

К настоящему времени накоплен некоторый опыт использования в бурении подобных технических средств [21, 28]. Например, фирма *Хр. Por Drilling* использует УБТ типа *Wood pecker* с боковым смещением центра тяжести. Результаты использования таких УБТ показывают, что происходит рост механической скорости бурения на 24 %, расход долот (несмотря на рост скорости) не увеличивается, сокращается число усталостных поломок соединений труб, вибрация колонны уменьшается. Кроме того, отмечено улучшение качества ствола скважины, что положительно влияет на спуск колонн. Результаты работы фирмы *Хр. Por Drilling* полностью подтверждаются исследованиями, проводимыми специалистами КазИМСа и ИрГТУ при алмазном и бескерновом бурении геологоразведочных скважин [13].

Механизм работы компоновок КСМ предусматривает проявление нового технического свойства динамической стабилизации или самоцентрации, которое состоит в регулировании центробежной силы  $F_{\mu}$  с одновременным обеспечением вида движения  $\Phi_1$ , что позволяет повысить эффективность бурения [22, 24, 28]. Опыт применения таких компоновок, размещаемых в нижней части бурильной колонны непосредственно над породоразрушающим инструментом [1, 21], показал возможность как снижения искривления скважины, так и повышения таких показателей бурения, как механическая скорость, ресурс бурового инструмента, снижение вибрации и затрат мощности на бурение.

Анализ работы несбалансированных компоновок различного типа выполнялся в следующих работах [1, 3, 22, 24, 28, 33].

При вращении КСМ в скважине с частотой  $\omega$  (рис. 5.20) усилие  $F_{\mu}$  направлено из точки вращения колонны через центр тяжести поперечного



Рис. 5.20. Схемы для анализа работы компоновки со смещенным центром тяжести поперечного сечения: ω – направление вращения колонны, задаваемое буровым станком; Ω – направление качения колонны по стенке скважины

сечения. В точке контакта со стенкой скважины возникает сила трения  $F_{\rm TD}$ , под действием которой КСМ занимает такое положение в скважине, при котором F<sub>II</sub> отклоняется от точки контакта со стенкой скважины, что нехарактерно для бурильных труб с поперечным сечением в виде кольца. Угол Вс (рис. 5.20) вектора  $F_{\mu}$  определяется зависимости от направления вращения инструмента и суммы других факторов. При росте  $F_{II}$ , например, из-за повышения частоты вращения F<sub>тр</sub> достигает величины F<sub>т.к.</sub>, которая способна создать условия для качения КСМ В направлении Ω, но оно может происходить лишь как проворот КСМ вокруг продольной оси своей наружной поверхности, поскольку при этом происходит уменьшение расстояния *AB* от центра тяжести поперечного сечения компоновки до оси вращения, что не дает роста центробежной силы, так как последняя пропорциональна этому расстоянию.

Таким образом, вероятностное повышение центробежной силы, соответственно, силы прижатия компоновки к стенке скважины и силы трения компоновки о стенку скважины, вызванное, например, ростом частоты вращения колонны, приводит только к провороту компоновки на угол  $\alpha_c$ , после чего устанавливается прежний (до повышения частоты вращения) уровень сил и их соотношение, а потому качения КСМ в скважине не происходит. Расстояние *AB* из геометрических построений (рис. 5.20) будет следующим:

$$AB = \frac{\sin\alpha_{\rm c} e}{\sin\beta_{\rm c}},$$

где  $\beta_{c} = \operatorname{arctg} \frac{\sin \alpha_{c} e}{(f + \cos \alpha_{c} e)}.$ 

В формулах  $\alpha_c$  изменяется от 0 до 180°, а расстояние *AB*, таким образом, от максимального (*f* + *e*) уменьшается по мере поворота компоновки и сближения центра тяжести поперечного сечения компоновки (точка A на рис. 5.20) с центром вращения компоновки (точка B) (при *e* = *f* это расстояние равно 0). При этом поворот КСМ происходит на угол, который уменьшает расстояние *AB* ровно на столько, на сколько это требуется для предотвращения качения компоновки по стенке скважины. В результате практически всегда проявляется свойство КСМ обеспечивать в скважине вид движения  $\Phi_1$ .

Для вывода основных зависимостей расчета параметров КСМ рассмотрены действующие силы при бурении, когда нижняя часть колонны имеет равномерно распределенный по длине эксцентриситет центра масс в виде компоновки длиной  $l_{\kappa}$  (рис. 5.21, *a*, *б*). В первом случае компоновка КСМ расположена в нижней части колонны, а во втором – в интервале сжатой зоны с некоторым шагом длиной *L*.

При вращении КСМ действует центробежная сила (рис. 5.21, *a*, *б*, сечение Б-Б):

$$F_{\rm u}=\frac{\left(e+f_{\rm k}\right)q_{\rm k}\omega^2l_{\rm k}}{2g},$$

где  $f_{\kappa}$  – прогиб КСМ в скважине, м;  $q_{\kappa}$  – весовая характеристика КСМ, даН/м;  $\omega$  – частота вращения бурильной колонны, c<sup>-1</sup>; g – ускорение силы тяжести, м/c<sup>2</sup>.
Вследствие проявляющейся силы трения  $F_{\rm тр}$  компоновка проворачивается на угол  $\alpha_{\rm c}$ , и потому сила  $F_{\rm u}$  ориентирована с некоторым смещением от точки контакта КСМ со стенкой скважины. В направлении точки контакта действует составляющая силы  $F_{\rm u}$  – сила  $F_{\rm u}^{\rm n} = F_{\rm u} \cos \alpha_{\rm c}$ . Другая составляющая центробежной силы, которая определяет вид движения КСМ, имеет вид  $F_{\rm u}^{\rm n} = F_{\rm u} \sin \alpha_{\rm c}$ .

При вращении в режиме  $\Phi_1$  на полуволну бурильной колонны оказывает действие также центробежная сила  $F_{\kappa}$  и ее составляющие  $F_{\kappa}^{n}$  и  $F_{\kappa}^{B}$ :

$$F_{\kappa} = \frac{f_{6}q_{6}\omega^{2}l_{6}}{2g}; F_{\kappa}^{\pi} = \cos\alpha_{i}; F_{\kappa}^{B} = \sin\alpha_{i},$$

где  $f_5$  – прогиб бурильных труб в скважине, м;  $q_5$  – весовая характеристика бурильных труб колонны, даН/м;  $l_6$  – длина полуволны изгиба бурильных труб, м;  $\alpha_i$  – угол поворота участка колонны под действием центробежной силы и силы трения колонны о скважину, град.

Угол  $\alpha_i$  может изменяться от  $\alpha_c$  до 0 последовательно от КСМ и до *n*-й полуволны колонны. Число полуволн *n*, вовлеченных КСМ в режим вращения  $\Phi_1$ , определяется центробежной силой от вращающейся в скважине КСМ и силами сопротивления движению колонны в скважине. Если угол поворота КСМ равен  $\alpha_c$ , то для каждой последующей полуволны угол  $\alpha_i$  уменьшается на величину  $\alpha_c/n$ . Таким образом, для каждой полуволны

$$\alpha_i = \alpha_c - \frac{\alpha_c(i-1)}{n}$$

Выше компоновки КСМ участок колонны не имеет эксцентриситета центра масс и деформирован с числом полуволн изгиба от (i + 1) до *n*, где i = 1. Общее уравнение равновесия сил для участка колонны, двигающегося в режиме  $\Phi_1$ , вызванного работой КСМ, будет иметь вид

$$F_{\mu}^{B} + \sum_{n}^{i=2} F_{\kappa}^{B} \ge \left( F_{\mu}^{\Pi} + \sum_{n}^{i=2} F_{\kappa}^{\Pi} + P_{\kappa} + \sum_{n}^{i=2} P_{6} \right) \mu + P_{M}, \qquad (5.9)$$

где  $P_{\kappa}$ ,  $P_{\delta}$  – соответственно результирующие силы прижатия деформированной КСМ и полуволн бурильных труб, работающих в режиме вращения  $\Phi_1$ , к стенке скважины за счет действия осевой нагрузки и силы упругости изогнутого участка колонны, даН;  $P_{\rm M}$  – сила, деформирующая компоновку и стремящаяся вызвать вращение вида  $\Phi_2$ , определяемая соотношением изгибающего момента со стороны забоя скважины  $M_{\rm on}$  и упругореактивного

момента *M*<sub>p</sub>, даН; µ – коэффициент трения скольжения компоновки и колонны о стенку скважины.

При решении уравнения (5.8) форма изгиба участков колонны (длина полуволны l) в пределах радиального зазора f принимается синусоидальной, которую можно описать уравнением



Рис. 5.21. Схемы для определения эксцентриситета центра масс буровой компоновки: *а* – над буровым инструментом; *б* – в составе бурильной колонны

Силы  $P_{\kappa}$  и  $P_{\delta}$  определяются через работу этих сил  $A_{\rm p}$  по деформированию компоновки и бурильных труб на величину прогиба в пределах радиального зазора:

$$A_p = 0.5P_{\rm oc} \int_0^l \left(\frac{dx}{dy}\right)^2 dx = 2.46 \frac{P_{\rm oc} f^2}{l}.$$

В результате имеем следующие зависимости для расчета сил *P*<sub>к</sub> и *P*<sub>б</sub>:

$$P_{\kappa} = 2,46 \frac{P_{\rm oc} f_{\kappa}}{l_{\kappa}}; P_{\rm f} = 2,46 \frac{P_{\rm oc} f_{\rm f}}{l_{\rm f}}.$$

Составляющие сил  $P_{\kappa}$  и  $P_{\delta}$ , воздействующие на стенку скважины, определяются соответственно через углы  $\alpha_i$  и  $\alpha_c$ :

$$P_{\kappa}^{\pi} = P_{\kappa} \cos \alpha_{c}; \ P_{\delta}^{\pi} = P_{\kappa} \cos \alpha_{i}.$$

Усилие прижатия  $P_{\rm M}$ , вызванное опрокидывающим моментом со стороны забоя скважины, определим через уравнение работы момента сил M при деформировании компоновки с длиной полуволны l:

$$A_{\rm M} = 0,5 \int_{0}^{l} \frac{M^2}{EJ} dx = \frac{M^2 l}{2EJ};$$
$$P_{\rm M} = \frac{\left[M_{\rm p}^2 \pm \left(M_{\rm on}^2\right)\right] l_{\rm K}}{2EJf_{\rm K}},$$

где  $M_{\rm p}$ ,  $M_{\rm on}$  – реактивный и опрокидывающий моменты, действующие на буровую компоновку со стороны забоя скважины при бурении анизотропной горной породы, даH·м; EJ – жесткость буровой компоновки, даH·м<sup>2</sup>.

Решение уравнения (5.9) относительно параметра e – величины эксцентриситета компоновки, достаточной для реализации вида движения  $\Phi_1$ , позволило получить выражение для расчета величины эксцентриситета центра масс буровой компоновки в случае ее размещения непосредственно над породоразрушающим инструментом:

$$e \geq \frac{1}{q_{\kappa} \left( \sin\alpha_{c} - \cos\alpha_{c} \mu \right)} \left\{ \frac{q_{\delta} f_{\delta} l_{\delta}}{l_{\kappa}} \sum_{n}^{i=1} \left( \cos\alpha_{i} \mu - \sin\alpha_{i} \right) + \frac{4.9 P_{oc} \mu g}{l_{\kappa} \omega^{2}} \left( \frac{f_{\kappa}}{l_{\kappa}} \cos\alpha_{c} + \frac{f_{\delta}}{l_{\delta}} \sum_{n}^{i=1} \cos\alpha_{i} \right) + \frac{\left( M_{on}^{2} \pm M_{p}^{2} \right) g}{E_{\kappa} J_{\kappa} f_{\kappa} \omega^{2}} \right\} - f_{\kappa}.$$
(5.10)

- 182 -

Зависимость (5.10) позволяет получить полную качественную и количественную характеристику влияния суммы всех основных параметров компоновки бурильной колонны, режимов бурения и других факторов на величину достаточного для реализации вида движения  $\Phi_1$  эксцентриситета центра масс КСМ, а также числа полуволн и, соответственно, длины участка колонны, вовлеченного в этот вид движения ведущей их компоновкой. Анализ формулы (5.10) позволяет ответить на вопросы о влиянии ряда основных факторов на величину эксцентриситета, угол поворота компоновки и другие параметры. В формуле (5.10), если бурится изотропная горная порода,  $M_{on} = 0$ , а если при этом буровая компоновка над породоразрушающим инструментом сохраняет прямолинейность, то и  $M_p = 0$ .

На рис. 5.22 приведены зависимости величины эксцентриситета, рассчитанные по формуле (5.10), от частоты вращения колонны и коэффициента трения колонны о стенку скважин при  $M_{on} = 2$  даН·м,  $f_{\kappa} = 0,5$  мм (компоновки массой 50 кг, длиной 5 м, бурение колонной ЛБТН-54).

Графики показывают зависимость эксцентриситета от коэффициента трения колонны о стенку скважины и частоты вращения. Рост  $M_{on}$  приводит к повышению величины достаточного для эффективной работы компоновки в режиме  $\Phi_1$  эксцентриситета, а его значения вполне реальны с точки зрения реализации при изготовлении буровых компоновок.

Соответственно, стабильность движения вида  $\Phi_1$  повышается с ростом эксцентриситета центра масс, веса отдельной КСМ и числа КСМ, распределенных вдоль сжатого участка бурильной колонны с некоторым шагом.





Влияние анизотропии горных пород на работу компоновки и вид ее движения велико и существенная доля центробежной силы, задаваемой эксцентриситетом центра масс поперечного сечения компоновки, направлена на преодоление фиксирующего действия опрокидывающего момента. Очевидно, для надежной работы труб с эксцентриситетом центра масс в режиме  $\Phi_1$  в колонне на удалении от забоя величина эксцентриситета может быть меньше полученных значений (графики на рис. 5.22), так как в этом случае последнее слагаемое в скобках формулы (3.9) не должно учитываться. Так, например, при частоте вращения 10–15 с<sup>-1</sup> и  $\mu = 0,2$  эксцентриситет 3–4 мм будет достаточным для реализации вращения вида  $\Phi_1$ .

Анализ уравнения (5.10) и расчетных зависимостей эксцентриситета поперечного сечения буровой компоновки позволяет выделить два основных направления совершенствования колонн с КСМ:

1. Трубы со смещенным центром масс используются в нижней части стандартной статически сбалансированной бурильной колонны в качестве буровых наборов для бурения с отбором керна (возможен вариант, реализованный нами в ПГО «Сосновгеология» [21, 28], – колонковая труба и установленная над ней толстостенная КСМ) или компоновки для бескернового бурения. Схема такой компоновки дана на рис. 5.21, *а*.

2. Трубы со смещенным центром масс устанавливаются по всей длине сжатой зоны бурильной колонны с определенным шагом L, причем последний обеспечивает всему сжатому участку колонны режим вращения  $\Phi_1$  и возрастает от забоя к нулевому сечению по мере уменьшения степени деформированности и роста длины полуволны изгиба. Схема такой компоновки дана на рис. 5.21,  $\delta$ .

Анализ зависимости (5.10) показывает, что наиболее активно на достаточную величину эксцентриситета, гарантирующую стабильный вид вращения колонны в режиме Ф<sub>1</sub>, оказывает коэффициент внешнего трения колонны о стенку скважины. Учтя это обстоятельство, для активного снижения коэффициента трения между КСМ и стенкой скважины нами разработана конструкция КСМ с опорами качения (патент РФ № 2078194), что позволяет снизить коэффициент трения в несколько раз [21, 28].

Опытные работы по испытанию компоновок КСМ выполнялись в производственных условиях и заключались в изучении износа поверхности КСМ при испытании в ГРЭ-324 ПГО «Сосновгеология» [21, 28].

При поиске оптимальной конструкции КСМ проводились испытания макетов компоновок, которые отличались величиной эксцентриситета центра масс. Макет КСМ изготавливался из колонковых труб диаметром 57 и 44 мм. Груз массой 9,5 кг (свинец) размещался вдоль компоновки на боковой поверхности внутренней трубы, которая центрировалась в наружной трубе кольцами. Длина компоновки – 4,0 м, вес – 40 даН. Величина экс-

центриситета составила 8 мм (КСМ-8). Компоновка использовалась без центраторов, зазор  $f_{\kappa} = 1-2$  мм.

Испытания проводились на плановой скважине при бескерновом бурении.

Горные породы в интервале испытаний – анизотропные трахидациты, дациты, антрезито-базальты VIII–IX категорий по буримости, подверженные аргиллитизации, карбонатизации и гематизации. Показатель анизотропности по модулю упругости составляет от 1,2 до 1,7.

Результаты бурения компоновкой КСМ-8 сопоставлялись с результатами бурения жестким трехгранным стабилизатором 3К длиной 6 м [21, 28].

Как следует из полученных данных, в сравнении с компоновкой 3К снижение интенсивности искривления скважин при бурении компоновками КСМ составило 1,4–1,5 раза, но при этом отмечено повышение механической скорости бурения на 10 % и рост стойкости долот до 30 %.

При анализе работоспособности макета КСМ-8 произведена обработка данных по лентам записи затрат мощности стандартным киловаттметром типа H-348. Обработка показала существенное снижение уровня затрат мощности и колебательных процессов колонны в скважине при бурении КСМ.

Макет КСМ с эксцентриситетом центра масс 1,6 мм испытан на скважине 6749 ГРЭ-324 ПГО «Сосновгеология». Он показал очень высокие результаты. Интенсивность искривления составила 0,95° на 100 м на интервале бурения 110 м (базальт IX–X категории по буримости). При алмазном бурении ниже залегающих пород интенсивность искривления составила 2,9° на 100 м, а при бурении скважины 6747 (параллельный профиль на расстоянии 100 м) алмазным колонковым способом в том же интервале, в котором работала КСМ в скважине 6649, – 4,7° на 100 м.

Аналогичная компоновка испытана в ГРЭ-324 ПГО «Сосновгеология». Здесь за базу сравнения принята компоновка, изготовленная из колонковой трубы диаметром 57 мм без центраторов с долотом ДДА-59. Данной компоновкой пробурен интервал 58,4–223 м (фельзиты, дациты), в результате получена интенсивность искривления 0,43° на 10 м. Макетом КСМ с долотом ДДА-59 пробурен последующий интервал 223–330 м, при этом получена интенсивность искривления 0,075° на 10 м. При бурении использовались равные параметры режима:  $P_{oc} = 20$  кH,  $\omega = 510$  мин<sup>-1</sup>.

Анализ экспериментальных материалов показал, что колонны с КСМ работают в скважине с минимальной вибрацией, а это обеспечивает более эффективное бурение. Так, например, для описанного выше случая отмечено снижение интенсивности естественного искривления в 5,7 раза, повышение механической скорости бурения на 14–28 %, увеличение стойкости долот на 41 %. Ресурс самих компоновок возрос в 2,7 раза, а стоимость станко-смены снизилась на 5 %.

Для случая, когда КСМ располагается между бурильными трубами и выполняет роль маховика, организующего вращение деформированной бурильной колонны, величина эксцентриситета центра масс поперечного сечения может определяться по следующей формуле:

$$e \geq \frac{1}{q_{\kappa} \left( \sin \alpha_{c} - \cos \alpha_{c} \mu \right)} \left\{ \frac{q_{\delta} f_{\delta} l_{\delta}}{l_{\kappa}} \sum_{n}^{i=1} \left( \cos \alpha_{i} \mu - \sin \alpha_{i} \right) + \frac{4,9P_{oc} \mu g}{l_{\kappa} \omega^{2}} \left( \frac{f_{\kappa}}{l_{\kappa}} \cos \alpha_{c} + \frac{f_{\delta}}{l_{\delta}} \sum_{n}^{i=1} \cos \alpha_{i} \right) \right\} - f_{\kappa}.$$

Минимально допустимые значения эксцентриситета центра масс для реализации компоновкой КСМ вида вращения  $\Phi_1$  для разных типоразмеров труб при рекомендуемых параметрах нагрузки представлены в табл. 5.5 и на рис. 5.23.



Таблица 5.5

Минимальные необходимые значения эксцентриситета центра масс поперечного сечения для реализации вращения компоновки по типу Φ<sub>1</sub> в зависимости от частоты вращения при рекомендуемой осевой нагрузке

Частота вращения,	Эксцентриситет центра масс для труб, мм				
${ m M}{ m H}{ m H}^{-1}$	BQ	NQ	HQ	PQ	
400	1,61	1,67	1,51	1,72	
600	1,46	1,43	1,30	1,51	
800	1,30	1,11	1,12	1,31	
1000	1,21	1,0	0,96	1,16	

Для обеспечения стабильного вида  $\Phi_1$  при минимальном эксцентриситете центра масс требуется соблюдение следующих условий:

- высокая частота вращения бурильных колонн;

– минимальная деформированность колонны, что предполагает использование технологий и инструментов, позволяющих эффективно бурить при минимальных *P*<sub>oc</sub>, а также системы «колонна – скважина» с минимальными радиальными зазорами;

– минимальное значение коэффициента трения между компоновкой, колонной и стенкой скважины;

– снижение изгибающих моментов, воздействующих на торец бурового инструмента и компоновку при бурении анизотропных горных пород со стороны забоя скважины.

В соответствии с указанными требованиями максимально подходят для эффективного применения КСМ бурильные колонны ССК, используемые при алмазном высокочастотном бурении.

Анализ полученных формул позволяет установить природу сдвига фаз  $\alpha_c$  между векторами центробежной силы при реализации колонной вращения вида  $\Phi_1$ . Из данных зависимостей следует, что при условии  $F_{\mu}^{B} = F_{\mu}^{n}$  коэффициент внешнего трения  $\mu = \text{tg } \alpha_c$ . Это указывает на то, что сдвиг фаз является результатом действия силы трения, так как полученный тангенс угла  $\alpha_c$  и есть классическая интерпретация коэффициента трения, а угол  $\alpha_c$ , таким образом, есть угол трения системы «колонна – скважина».

С целью определения длины участков колонны, вовлеченных в режим обращения (близкий к  $\Phi_1$ ), составим новое энергетическое уравнение сил и моментов сил:

$$F_{\mathfrak{u}}^{\scriptscriptstyle \mathsf{B}} + \sum_{n}^{i=1} F_{\kappa \mathfrak{H}}^{\scriptscriptstyle \mathsf{B}} + \sum_{n}^{i=1} F_{\kappa \mathfrak{B}}^{\scriptscriptstyle \mathsf{B}} = \left( F_{\mathfrak{u}}^{\scriptscriptstyle \Pi} + \sum_{n}^{i=1} F_{\kappa \mathfrak{H}}^{\scriptscriptstyle \Pi} + \sum_{n}^{i=1} F_{\kappa \mathfrak{B}}^{\scriptscriptstyle \Pi} + P_{\kappa} + \sum_{n}^{i=1} P_{\varsigma} \right) \mu,$$

где  $F_{\kappa H}^{B}$ ,  $F_{\kappa B}^{\pi}$ ,  $F_{\kappa B}^{\pi}$ ,  $F_{\kappa B}^{\pi}$  – составляющие центробежной силы, действующей на нижний (расположенный под КСМ) и верхний (расположенный над КСМ) участок бурильной колонны, соответственно, сила возмущающая вращения вида  $\Phi_1$  и сила прижатия колонны к стенке скважины, даН.

В данной формуле есть смысл объединить работу сил $F_{\kappa H}^{B}$  и  $F_{\kappa B}^{B}$  с учетом числа полуволн *N*, вовлеченных в режим вращения  $\Phi_{1}$ . В этом случае уравнение будет выглядеть иначе:

$$F_{\mu}^{B} + \sum_{2n}^{i=1} F_{\delta}^{B} = \left( F_{\mu}^{\pi} + \sum_{2n}^{i=1} F_{\delta}^{\pi} + P_{\kappa} + \sum_{n}^{i=2} P_{\delta} \right) \mu,$$

где  $F_6^{\text{в}}$ ,  $F_6^{\text{п}}$  – составляющие центробежной силы, действующей на нижний и верхний участок бурильной колонны, соответственно, сила возмущающая вращения вида  $\Phi_1$  и сила прижатия колонны к стенке скважины, даН.

С учетом входящих в данную зависимость выражений путем преобразования можно получить квадратное уравнение следующего вида:

$$AL_{6}^{2} + BL_{6} - L_{6} = 0.$$

Решение данного уравнения позволяет рассчитать длину вовлекаемого в режим  $\Phi_1$  участка бурильной колонны  $L_6 = 2L$  (рис. 5.21,  $\delta$ ):

$$L_6 = \frac{B + \sqrt{B^2 + 4AC}}{2A},$$

где

$$A = \frac{f_6 q_6 \omega^2}{2g} (\sin \alpha_{\rm tc} - \cos \alpha_{\rm tc} \mu);$$

$$B = \frac{(e+f_{\kappa})q_{\kappa}\omega^2 l_{\kappa}}{2g} (\sin\alpha_{\kappa c} - \cos\alpha_{\kappa c}\mu) - 2,46P_{oc}\frac{f_{\kappa}}{l_{\kappa}}\cos\alpha_{\tau c}\mu;$$
$$C = 2,46P_{oc}f_{\delta}\cos\alpha_{\tau c}\mu;$$

где  $f_6$  – прогиб бурильных труб, м;  $q_6$  – масса одного метра трубы, кг;  $\omega$  – частота вращения; e – величина эксцентриситета, м;  $l_6$  – длина полуволны бурильной трубы, м;  $l_{\kappa}$  – длина КСМ, м;  $\alpha_{\kappa c}$ ,  $\alpha_{\tau c}$  – углы проворота трубы КСМ и бурильных труб под действием сил трения, град;  $\mu$  – коэффициент трения-скольжения между элементами бурильной колонны и стенками скважины.

Угол проворота участка бурильной колонны  $\alpha_{rc}$  меняется от максимального значения, равного углу проворота КСМ  $\alpha_{kc}$ , до нуля, поэтому при расчетах величина этого угла будет равна половине угла  $\alpha_{kc}$ .

В табл. 5.6 приведены расчетные данные зависимости длины вовлекаемого участка бурильной колонны в режим вращения  $\Phi_1$  от частоты вращения колонны при заданном угле проворота КСМ и минимально допустимом эксцентриситете при коэффициенте трения f = 0,2, выполненные по зависимости (5.12)

Исходя из данных расчетов, определены длины вовлекаемых участков колонны в режим движения  $\Phi_1$  в зависимости от типоразмера труб и различной частоты вращения снаряда. При этом для каждого значения частоты вращения колонны в расчетах использованы соответствующие углы проворота компоновки (определены экспериментально по схемам износа буровых компоновок) КСМ  $\alpha_{\rm kc}$ .

Частота	Типоразмер бурильной колонны					
вращения,	BQ	NQ	HQ	PQ		
мин <sup>-1</sup>	Параметр L, м					
1000, $\alpha_{\rm kc} = 70^{\circ}$	8,11	7,46	7,22	7,25		
$800 \ \alpha_{\rm KC} = 65^{\circ}$	8,50	7,82	7,60	7,60		
$600 \ \alpha_{\rm kc} = 55^{\circ}$	9,91	9,28	8,81	8,80		
$400 \alpha_{\rm KC} = 45^{\rm o}$	11,59	10,93	10,29	10,25		

Таблица 5.6 Расчетные данные длины вовлекаемого в вид движения Ф<sub>1</sub> участка бурильной колонны

На рис. 5.24 приведены результаты расчетов значений эксцентриситета центра масс поперечного сечения компоновки от частоты вращения колонны, которые показывают реальные параметры буровых компоновок для реализации технологии эффективного бурения в режиме вращения колонны  $\Phi_1$ , при использовании различных типоразмеров бурильных колонн ССК.

Опытные образцы бурильных труб КСМ для бурения ССК изготавливались из стандартных труб *HQ*. Смещение центра тяжести поперечного сечения обеспечивалось удалением двух лысок вдоль корпуса трубы, расположенных своими осями относительно друг друга под углом в 120° с образованием плоских продольных участков наружной поверхности трубы (рис. 5.23). Глубина снимаемых лысок составила 2,5 мм. Лыски выполнялись с отступом от резьб на расстояние 125 мм. В центре трубы на интервале 250 мм лыски не фрезеровались с целью максимального сохранения устойчивости КСМ при бурении. Смещение центра тяжести поперечного сечения в данном случае составило 1,66 мм.



Рис. 5.24. График зависимости эксцентриситета центра масс поперечного сечения компоновки от частоты вращения колонны: 1 – PQ; 2 – BQ; 3 – NQ; 4 – HQ

Производственные испытания (табл. 5.7), проведенные летом 2015 г. [33], трех опытных образцов КСМ, установленных в нижней части бурильной колонны (первая над колонковым набором, вторая через две трубы, т. е. на расстоянии 6 м от первой КСМ, третья КСМ установлена через 9 м, т. е. через три бурильные трубы от второй КСМ), показали рост механической скорости бурения на 10–20 %, уменьшение затрат мощности на вращение на 10 %, значительное снижение уровня вибрации бурильной колонны, а также естественного искривления скважины. Величина естественного искривления по зенитному углу при использовании КСМ в составе сжатой части бурильной колонны снизилась в 2,9 раза.

Таблица 5.7

Номер скважины	Компоновка	Объем испытаний, м	Интенсивность искривления по зенитному углу, град/100 м	Интенсивность искривления по азимутальному углу, град/100м	У <sub>мех.</sub> , М/ч	Частота вращения, мин <sup>-1</sup>	Осевая нагрузка $P_{\rm oc} = 1500-2000$ да ${\rm H}$
3.5-21G	Колонна с тремя КСМ	350	0,62	1,05	5,5-6,0	407	1500-2000
3-22G	Колонна с тремя КСМ	400	0,71	1,22	5,5-6,0	407	1500-2000
4.5-22G	Стандартный снаряд HQ (Boart Longyear)	300	2,11	1,70	4,5–5,0	407	1500–2000
4-22G	Стандартный снаряд HQ (Boart Longyear)	307	2,61	1,24	4,5–5,0	407	1500–2000

Результаты испытаний компоновок КСМ

На рис. 5.25 представлены кривые, отражающие изменение зенитного угла на интервалах бурения протяженностью примерно по 300 м на четырех плановых скважинах Попутнинского месторождения.

По азимутальному углу значительных искривлений не наблюдалось, тем не менее азимутальное направление скважин оказалось более выдержанным при бурении снарядом с КСМ (снижение интенсивности искривления наблюдалось в 1,15 раза).

Таким образом, компоновки КСМ показали свою высокую эффективность как технического средства, улучшающего условия работы буровой колонны посредством изменения характера ее вращения.



Рис. 5.25. Результаты инклинометрии по зенитному углу на типовых скважинах Попутнинского месторождения (расстояние между профилями скважин 50 м): 1, 2 – бурение стандартным снарядом *HQ*; 3, 4 – бурение снарядом *HQ* с тремя КСМ; 4, 5 – средние значения зенитного угла по двум скважинам



Рис. 5.26. Макеты компоновок КСМ: 1 – резьба, 2 – наплавки, 3 – лыски вдоль корпуса трубы



Рис. 5.27. Схема расположения наплавок на корпусе трубы со смещенной массой: 1 – корпус трубы; 2 – удаленные сегменты корпуса трубы; 3, 4, 5, 6, 7 – наплавки

Подтверждена возможность изготовления компоновок КСМ с достаточным эксцентриситетом центра масс для основных типоразмеров колонн, используемых в геолого-разведочных работах при бурении скважин с применением комплексов ССК. В процессе выполнения работ был исследован механизм движения буровых компоновок, в состав которых включены КСМ. В данном случае использован метод изучения износа труб КСМ после их отработки в скважине. С этой целью через 45° по сечениями 0-0, 1-1, 2-2, 3-3 вдоль трубы наносились наплавки через 0,5 м (рис. 5.26 и рис. 5.27).

Наплавки выступали за пределы корпуса трубы на расстояние, не превышающее величину радиального зазора (половина диаметров матрицы и корпуса коронки). Пятно контакта буровой трубы со стенкой скважины можно выявить по максимальному значению износа наплавок.

Замеры проводились механическим мерительным инструментом. Точность замеров составляет  $\pm 0,05$  мм, при этом каждый замер дублировался не менее трех раз. Повторение замера в каждой точке снизило относительную ошибку измерений до 0,07 %.

На рис. 5.28–5.30 показаны развертки изношенных поверхностей бурильных труб (труба 1, 2 и 3) со смещенным центром тяжести. На схеме степень износа сделанных на ее наружной поверхности наплавок следующая: от 0 до 0,7 мм – минимальный износ: от 0,7 до 1,4 мм – средний износ; от 1,4 мм и выше – максимальный.

Труба КСМ 1 располагалась над колонковым набором на расстоянии 3,3 м от забоя, КСМ 2 устанавливалась через две стандартные трубы ССК, каждая длиной 3 м. От забоя труба КСМ 2 располагалась на расстоянии 12,3 м.

Труба КСМ 3, в свою очередь, устанавливалась над КСМ 2 через три трубы ССК, т.е. над колонковой трубой на расстоянии 24,3 м от забоя.

Все трубы КСМ имели следующие параметры: е = 1,24 мм; наружный диаметр 88,9 мм; внутренний диаметр 77,8; длина 3,0 м.

Из схемы (рис. 5.28) видно, что износ преимущественно односторонний, что говорит о вращении КСМ в скважине вокруг ее оси. Вращение вокруг одной из своих осей отсутствовало. Менее интенсивный износ низа КСМ можно объяснить, отчасти, наличием центратора, расположенного над колонковой трубой. Более интенсивный износ верхнего конца КСМ объясняется отсутствием центратора в колонне, а также совпадением участка максимального износа с гребнем полуволны. Ширина полосы максимального износа в районе наплавок под номером 4 и 5 говорит о некотором повороте сечения при изменении внешних сил (изменении частоты вращения колонны и сил прижатия компоновки и бурильных труб к стенке скважины). В целом полученный результат указывает на достаточно стабильный характер вращения данной компоновки вокруг оси скважины, а место контакта со стенкой скважины соответствует ранее установленному механизму работы компоновок со смещенным центром тяжести. В скважине компоновка верхней своей частью прижимается к стенке скважины и совершает вращение вокруг оси скважины. В результате компоновка обладает стабильным видом движения вокруг оси скважины и вовлекает в этот процесс соседнюю колонковую и бурильные трубы. Вместе с тем каждое сечение компоновки имеет собственную траекторию обращения.





Методика определения достаточной величины эксцентриситета для реализации вращения КСМ по типу  $\Phi_1$ , шага установки КСМ в составе бурильной колонны позволяет, исходя из конкретных техникотехнологических параметров, определить нужную конструкцию и место установки компоновок КСМ.

На основе созданной модели движения буровых компоновок со смещенным центром тяжести поперечного сечения получены аналитические зависимости для расчета величины эксцентриситета компоновки, обеспечивающие ее вращение в режиме  $\Phi_1$ , а также длину вовлекаемого в режим вращения  $\Phi_1$  участка колонны, что позволяет создавать компоновки бурильной колонны, способные работать в более благоприятном режиме и обеспечивать повышение эффективности бурового процесса.

На основе стандартных бурильных труб для ССК типоразмера *HQ* разработаны и изготовлены трубы со смещенным центром тяжести, которые испытаны на производственных скважинах в составе компоновки, в которой размещено три трубы КСМ. Результаты испытаний показали, что в составе высокосбалансированных бурильных колонн ССК эффективно применение труб со смещенным центром тяжести, поскольку достигается снижение интенсивности естественного искривления скважин, вибрации и затрат мощности на работу бурильной колонны.



1 – наплавки; 2 – лыски

Рис. 5.30. Схема износа компоновки КСМ 3: 1 – наплавки; 2 – лыски

Анализ зависимости (3.14) показывает, что наиболее активно на достаточную величину эксцентриситета, гарантирующую стабильный вид вращения колонны в режиме Ф<sub>1</sub>, оказывает коэффициент внешнего трения колонны о стенку скважины. Учтя данное обстоятельство, для активного снижения коэффициента трения между КСМ и стенкой скважины разработана конструкция КСМ с опорами качения, что позволило снизить коэффициент трения в несколько раз (патент РФ №2078194).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для эффективного бурения скважин минимальной кривизны в анизотропных горных породах на основании проведенных исследований выделены критерии, которые могут определять существо технических и технологических решений при создании новых конструкций буровых инструментов и компоновок:

 $P_{OC} \longrightarrow \min;$   $P_{OT} \longrightarrow \min;$   $v_{6} \longrightarrow \max;$  $\omega \longrightarrow \text{optimum } f(v_{6}).$ 

Совокупное достижение выделенных критериев возможно при условии реализации оптимальной технологии бурения, основными составляющими которой могут быть:

 – рациональная обработка бурового инструмента, что позволит осуществлять бурение с высокой для данного типа пород механической скоростью и обеспечит снижение естественного искривления за счет минимизации составляющей фрезерования стенки скважины;

 использование буровых станков с плавнорегулируемым приводом вращения колонны и системами оптимизации углубления за один оборот, что даст возможность более тонкой регулировки параметров режима бурения, рост механической скорости и, соответственно, будет способствовать проходке более прямолинейных стволов;

 использование буровых инструментов, очистных агентов и иных технико-технологических решений, обеспечивающих рост механической скорости бурения за счет гидродинамического и адсорбционного воздействия на забой и зону предразрушения породы;

– применение породоразрушающих инструментов с уменьшенными площадями торцов, например тонкоматричных коронок, что позволит осуществлять объемное разрушение горных пород на пониженных осевых нагрузках, но с высокой механической скоростью; для ССК, инструмент которого имеет жестко заданную ширину матриц, могут разработаны инструменты с некруглыми торцами, например эллиптическим (a.c. №1231201), способные обеспечить сколь угодно малую площадь торца коронки при неизменных диаметрах ствола и керна;

– использование забойных ударных машин при алмазном и шарошечном бурении, обеспечивающее рост механической скорости бурения на 30–40 % [16] без повышения осевого усилия на инструмент, что является фактором снижения интенсивности естественного искривления скважин. Одним из направлений применения забойных машин для снижения интенсивности естественного искривления скважин может стать способ породоразрушающего воздействия на забой внецентренными ударами (патент России № 2039185).

При разработке технических средств, способных обеспечить минимальность кривизны ствола, следует иметь в виду, что важнейшим наряду с жесткостью и радиальным зазором параметром является вид движения деформированной буровой компоновки. Идеальным по критерию минимальности искривления, является вид движения  $\Phi_1$ . В связи с этим наиболее перспективны для разработки компоновки нижней части бурильной колонны с КСМ, установленные в ее сжатой части с некоторым шагом.

Для буровых компоновок, реализующих вид движения Ф<sub>1</sub>, с целью повышения их эффективности предлагается использовать бурильные трубы, которые обеспечивают высокие затраты энергии при вращении вида Ф<sub>2</sub> – ориентированный изгиб и снижают амплитуду продольно-поперечных и крутильных колебаний колонны (а.с. № 1680937).

Работа деформированной компоновки в режиме движения  $\Phi_1$  обеспечивает минимальность кривизны ствола при условии наименьшего изменения параметров деформации нижней полуволны компоновки за период обращения. Для реализации данного вида движения деформированной компоновкой необходима разработка способов, технических средств и инструментов, которые бы обеспечивали снижение опрокидывающего момента, появление которого определено процессами разрушения анизотропных горных пород. В процессе решения данной задачи разработан метод ориентированной установки шарошечных долот в компоновке, оснащенной трубами фасонного сечения с различными значениями осевого момента инерции по различным осям. Данный метод обеспечивает передачу максимального опрокидывающего момента в направлении максимальной жесткости буровой компоновки, что существенно повышает ее устойчивость.

На основе стандартных бурильных труб для ССК типоразмера *HQ* разработаны и изготовлены трубы со смещенным центром тяжести, которые испытаны на производственных скважинах в составе компоновки, в которой размещено три трубы КСМ. Результаты испытаний показали, что в составе высокосбалансированных бурильных колонн ССК эффективно применение труб со смещенным центром тяжести, поскольку достигается снижение интенсивности естественного искривления скважин, вибрации и затрат мощности на работу бурильной колонны.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Бобылев Ф.А. К вопросу изучения работы неуравновешенной компоновки бурового снаряда на математической модели // Технический прогресс в разведочном бурении. – Алма-Ата: КазИМС, 1980. – С. 34–37.

2. Боярко Ю.Л. Борьба с искривлением скважин. – Томск : изд. ТПУ, 1969. – 110 с.

3. Буглов Н.А. Оптимизация параметров колонковых снарядов для алмазного бурения направленных геологоразведочных скважин. Автореферат дис... канд. техн. наук. М., МГРИ, 1988. – 22 с.

4. Быченков Е.И. К вопросу исследования напряженного состояния горных пород в призабойной зоне буровых скважин. - «Методика и техника разведки». – Л.: ОНТИ ВИТР, №74, 1971, С.11-14.

5. Воздвиженский Б.И., Воробьев Г.А., Горшков Л.К. и др. Повышение эффективности колонкового алмазного бурения. – М.: Недра, 1990. – 208 с.

6. Гержберг Ю.М., Середа Н.Г. Об исследовании вектора нагрузки на забой в условиях разбуривания анизотропных горных пород. – В кн.: «Технология бурения нефтяных и газовых скважин». – Уфа, 1984, С.63–67.

7. Григулецкий В.Г., Лукьянов В.Т. Проектирование компоновок нижней части бурильной колонны. – М.: Недра, 1990. – 302 с.

8. Жеребкин А.И., Гержберг Ю.М. и др. Экспериментальное исследование отклоняющей силы, возникающей при разбуривании наклоннозалегающих пород долотами различных типов. – В кн.: «Технология бурения нефтяных и газовых скважин». – Уфа: УНИ, вып.10, 1971, С.89–92.

9. Зиненко В.П. Направленное бурение. М.: Недра, 1990. – 152 с.

10. Калинин А.Г. Искривление скважин. - М.: Недра, 1974. – 294 с.

11. Карпиков А.В. Научно-методические основы управления интенсивностью естественного искривления скважин. Автореферат дис...канд. техн.наук. – СПб., 2002. – 20 с.

12. Колесников А.Е. Механизм искривления скважин. Орджоникидзе, 1983. – 48 с. – Деп. В ЦНИИЭИцветмет 01.11.83, №1080 цм – Д83.

13. Кольская сверхглубокая. Научные результаты и опыт исследований. – М.: МФ «Технонефтегаз», 1998. – 260 с.

14. Компоновка низа бурильной колонны / Б.А. Новожилов, Г.П. Новиков, Г.А. Воробьев и др.: авторское свидетельство СССР № 1680939; заявл. 10.10.89; опубл. 30.09.91, Бюл. № 36. – 3 с.

15. Кривошеев В.В. Искривление скважин в анизотропных породах.-Томск: изд. НТЛ, 1999. – 240 с. 16. Куцоконь С.Н. Влияние геометрии матриц алмазных коронок на естественное искривление при бурении направленных скважин ССК-59.-«Изв. Вузов. Геология и разведка», № 8, 1990, С. 111–115.

17. Ларин А.А. Исследование процесса взаимодействия алмазного породоразрушающего инструмента с анизотропной горной породой с целью выявления закономерностей естественного искривления скважин. Автореферат дис... канд. техн. наук.- Томск: ТПУ, 2000. – 24 с.

18. Лесин В.С., Рычков Е.И. Исследование трения в анизотропных горных породах // Сб. конференции «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск: Изд-во ТПУ 2014. – С. 346–347.

19. Лиманов Е.Л. Страбыкин И.Н., Елизаров М.И. Направленное бурение разведочных скважин. - М.: Недра, 1978. – 222 с.

20. Морозов Ю.Т. Бурение направленных и многоствольных скважин малого диаметра. – Л.: Недра, 1976. – 221 с.

21. Нескоромных В.В., Костин Ю.С. Теоретические основы механики разрушения и проектирования техники и технологии направленного бурения анизотропных пород. – Иркутск: изд. ИрГТУ. – 2000. – 220 с.

22. Нескоромных В.В. Технические средства и методы снижения интенсивности искривления геологоразведочных скважин. – М., 1989. – 68 с. – Обзор/ВИЭМС.

23. Нескоромных В.В., Губарев А.В., Миронов А.А. Оценка анизотропии прочностных свойств горных пород по форме окатанности облом-ков // Известия вузов. «Геология и разведка». – 1986. – № 12. – С. 103–105.

24. Нескоромных В.В., Страбыкин И.Н. Анализ работы несбалансированной компоновки бурового снаряда // Известия вузов «Геология и разведка». – 1988. – № 10. – С. 79–84.

25. Нескоромных В.В. Результаты экспериментальных исследований буримости анизотропной горной породы // Известия вузов «Геология и разведка». – 2013. – № 6. – С.79–84.

26. Нескоромных В.В. Анализ влияния анизотропии горных пород на процесс искривления скважин при разрушении механическими и термическими способами // Известия ТПУ. – 2013. – № 1 (том 323). – С. 186–190.

27. Нескоромных В.В. Анализ процесса разрушения анизотропной горной породы шарошечными долотами // Инженер-нефтяник. – 2014. – № 3. – С. 5–11.

28. Нескоромных В.В. Направленное бурение и основы кернометрии: учебник. – М.: Инфра-М, 2015. – 336 с.

29. Нескоромных В.В. Разрушение горных пород при проведении геологоразведочных работ. – М.: Инфра-М, 2016. – 336 с.

30. Нескоромных В.В. Оптимизация в геологоразведочном производстве. – М.: Инфра-М, 2015. – 199 с.

31. Нескоромных, В.В. Механика разрушения анизотропных горных пород при бурении скважин заданного направления / В.В. Нескоромных. – М.: МГП «Геоинформмарк». – 1997. –57 с.

32. Нескоромных В.В., Петенев П.Г. Результаты теоретических и опытных работ по изучению механизма работы буровых компоновок со смещенным центром масс поперечного сечения Известия ТПУ, Томск, № 5, том 327, – 2016 г. С. 49–62.

33. Петенев П.Г. Совершенствование компоновки бурильной колонны для повышения эффективности бурения геологоразведочных скважин. Автореферат дис... канд. техн. наук. – Томск.: ТПУ, 2016. – 20 с.

34.Поташников В.Д., Васильев Ю.С., Райхерт Л.А. и др. Анализ влияния анизотропии и угла падения горных пород на величину и направление силы, отклоняющей породоразрушающий инструмент от движения по прямолинейной траектории. – В кн.: «Труды ВНИИБТ». – М.: ВНИИБТ, 1983, № 58, С. 186–194.

35. Пушмин П. С. Научное обоснование новой конструкции коронок

на основе особенностей процесса разрушения алмазным резцом твердых анизотропных пород. Автореферат дисс... канд. техн. наук. – Томск: ТПУ, 2007. – 20 с.

36. Рязанов В.И., Сулакшин С.С., Ларионов В.Д. и др. Влияние характера пород на работу шарнирной компоновки. – «Изв. Вузов. Геология и разведка», № 3, 1980, С. 128–130.

37. Современные методы и технологии по управлению траекториями геологоразведочных скважин / Ю.С. Костин, Ю.Г. Соловов, Р.Б. Закиев и др. – Чита: ООО «Издательский дом "Ресурсы Забайкалья"», 2004. – 352 с.

38. Страбыкин И.Н. Искривление скважин в зависимости от анизотропии пород, конструкции колонкового набора и технологических параметров бурения. – В кн.: «Технология и техника развед. бурения». – Алма-Ата. КазИМС, 1976, вып. 5, С.49–62.

39. Страбыкин И.Н. Управление процессом искривления разведочных скважин малых диаметров: Дис... доктора техн. наук. – М., МГРИ, 1987. – 300 с.

40. Сулакшин С.С., Боярко Ю.Л., Рязанов В.И. и др. Искусственное искривление скважин коронками специальной геометрии в анизотропных породах. – «Изв. Вузов. Геология и разведка», № 6, 1977, С. 115–121.

41. Сулакшин С.С. Направленное бурение. – М.: Недра, 1987. – 272 с.

42. Уржумов А.И. Снижение интенсивности искривления скважин при бурении ССК-59. – «Разведка и охрана недр». № 8, 1982, С. 28–31.

43. Шолохов Л.Г. Теоретические основы технологии и проектирования направленного бурения скважин. – Свердловск: СГИ, 1982. – 110 с.

44. Шраго Л.Г., Юдборовский И.М. Искривление скважины под действием постоянной по величине отклоняющей силы. – «Методика и техника разведки». Л.:ОНТИ ВИТР, № 48, 1964, С. 47–51.

45. Яремийчук Р.С., Семак Г.Г. Обеспечение надежности и качества стволов глубоких скважин. – М.: Недра, 1982. – 239 с.

46. Bonnar R., Panagapko O.A., Williams G.I. Deep deflection coreholing // Engineer and Mining J. – 1985. – № 8. – P. 26–30.

47. Bredly W.B. Formation character have a key effect on hole direction. – "Oil and Gac J.", 1975, v.73, № 31, p. 77–80.

48. Meinel H., Link J., Bodenberger E., Lademann M. Patent DDR № 260629 A3. Kernrohre fur richtungsstabiles Bohren. 06.10.1988.

49. Riley L., Swarts H., Anderson M., Large diameter bi-center bits and drilling casts. // Petroleum Engineer international. – 1990, August. – p. 25-30.

50. Steueuung horizontaler Kernbohrungen grosser lange im Salzgestein / G. Boning, H. Iezierski, W. Pitz, M. Sohlocbaoch // Erzmetall – 1984. – № 5. – P. 8–11.

51. Holbert D.R. Now intereat in drainhole drilling revives technology // World oil.  $-1981. - N_{2} 4. - P. 7-10.$ 

52. Holbert D.R. How rotary speed affect bits trajectory // Drilling Contractor. – July, 1986. – №7 – P. 92–94.

53.Williams G.I. Operationg experience with wiraline technique // Geodrilling. – June, 1986. – 7  $N_{2}$  – P. 7–10.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ3
Глава 1. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА РАЗРУШЕНИЯ АНИЗОТРОПНЫХ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ ВРАЩАТЕЛЬНОМ БУРЕНИИ СКВАЖИН ЗАДАННОГО НАПРАВЛЕНИЯ3
<ul> <li>1.1. ХАРАКТЕРИСТИКА ГОРНЫХ ПОРОД, ОБЛАДАЮЩИХ АНИЗОТРОПИЕЙ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ</li></ul>
Глава 2. МЕХАНИКА УПРУГО-ПЛАСТИЧЕСКОГО ДЕФОРМИРОВАНИЯ И РАЗРУШЕНИЯ АНИЗОТРОПНЫХ ГОРНЫХ ПОРОД
2.1. МЕХАНИКА УПРУГО-ПЛАСТИЧЕСКОГО ДЕФОРМИРОВАНИЯ ГОРНОЙ ПОРОДЫ С ТРАНСТРОПНЫМ ТИПОМ АНИЗОТРОПИИ
<ul> <li>2.3. Исследование напряженного и деформационного состояния горных пород под торцом породоразрушающего инструмента</li></ul>
с транстропным типом анизотропии
Глава 3. МЕХАНИКА ФОРМИРОВАНИЯ СТВОЛОВ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ ВРАЩАТЕЛЬНОГО БУРЕНИЯ
Анизотропных горных пород
<ul> <li>3.2.1. Методика и результаты экспериментальных исследований физико-механических свойств анизотропного туфодацита</li></ul>
Глава 4. МЕХАНИЗМ ЕСТЕСТВЕННОГО ИСКРИВЛЕНИЯ СКВАЖИН ПРИ ВРАЩАТЕЛЬНОМ БУРЕНИИ АНИЗОТРОПНЫХ ГОРНЫХ ПОРОД 109
4.1. Представления о механизме естественного искривления скважин при бурении анизотропных горных пород

4.2. Анализ работы буровых компоновок	
ПРИ БУРЕНИИ АНИЗОТРОПНЫХ ГОРНЫХ ПОРОД	112
4.3. Анализ условий реализации искривления скважин	
В АНИЗОТРОПНЫХ ПОРОДАХ	139
Глава 5. НАПРАВЛЕНИЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ	
БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ ПРОХОДКИ СКВАЖИН	
ЗАДАННОГО НАПРАВЛЕНИЯ В АНИЗОТРОПНЫХ ПОРОДАХ	143
5.1. Особенности механизма разрушения анизотропных горных пород	
ПРИ БУРЕНИИ ШАРОШЕЧНЫМИ ДОЛОТАМИ	143
5.2. Влияние термомеханической составляющей	
НА ПРОЦЕСС РАЗРУШЕНИЯ АНИЗОТРОПНОЙ ГОРНОЙ ПОРОДЫ	156
5.3. Модели буровой коронки для снижения естественного искривления	
СКВАЖИН ЗА СЧЕТ ИЗМЕНЕНИЯ РАБОЧИХ СЕКТОРОВ ТОРЦЕВОЙ ЧАСТИ	158
5.4. ИССЛЕДОВАНИЕ МЕХАНИЗМА РАБОТЫ И ВЫБОР ПАРАМЕТРОВ	
БУРОВЫХ КОМПОНОВОК ДЛЯ БУРЕНИЯ АНИЗОТРОПНЫХ ГОРНЫХ ПОРОД	176
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	195
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	197

Научное издание

Нескоромных Вячеслав Васильевич

## ИСКРИВЛЕНИЕ СКВАЖИН В АНИЗОТРОПНЫХ ГОРНЫХ ПОРОДАХ

Монография

Редактор Т. И. Тайгина Корректор В. Р. Наумова Компьютерная вёрстка Д. Р. Мазай

Подписано в печать 14.05.2018. Печать плоская. Формат 60×84/16 Бумага офсетная. Усл. печ. л. 12,75. Тираж 500 экз. Заказ № 519

Библиотечно-издательский комплекс Сибирского федерального университета 660041, Красноярск, пр. Свободный, 82a Тел. (391) 206-26-67; http://bik.sfu-kras.ru E-mail: publishing\_house@sfu-kras.ru